

Welk Energiesysteem is klimaatoptimaal?

Openbaar rapport

CleanEnergy&Co

mei 2025



OVER DIT ONDERZOEK

Dit rapport richt zich op de *klimaat effecten* van diverse opties voor fossielvrije elektriciteitsproductie.

Dit rapport is voort gebouwd op onderzoek dat wij hebben verricht naar de klimaat effecten van diverse energie-opties.

Het rapport is geschreven vanuit een intern budget met beperkte tijd en middelen.

Wij verdiepen deze analyse graag verder juist ook in samenwerking met anderen.

CleanEnergy&Co

Wij zijn een jong adviesburo, opgericht door zeer ervaren professionals uit de energiesector.

Primaire aandachtsgebied: schone elektriciteit en warmte.

Ons doel: objectieve, technologie-neutrale analyses en adviezen.

Opdrachtgevers: bedrijven, overheidsorganisaties en financiers.

Bezoek ons op: www.cleanenergyco.nl

Colofon

Publicatiedatum: 24 mei 2025

Vragen naar aanleiding van dit document?

Neem graag contact op via: team@cleanenergyco.nl

Inhoudsopgave

<i>Inhoudsopgave</i>	<i>iii</i>
<i>Afkortingen en begrippen</i>	<i>iv</i>
<i>Samenvatting</i>	<i>1</i>
<i>Inleiding</i>	<i>3</i>
1. INTRODUCTIE	4
1.1 Inleiding	4
1.2 Welke soorten opwek worden vergeleken	5
1.3 LCA en Carbon Footprint	6
1.4 Emissie-intensiteit van schone elektriciteitsproductie in Nederland	7
1.5 Curtailment – het afschakelen bij overaanbod	8
1.6 De totale en cumulatieve emissies van een elektriciteitsmix	10
2 EMISSIE-FACTOREN PER TYPE OPWEK	12
2.1 Totale elektriciteitsproductie tijdens de levensduur	12
2.2 Aardgas	13
2.3 Kernenergie	15
2.4 Offshore Wind	19
2.5 PV installaties	24
3 CUMULATIEVE EMISSIES VAN DE TWEE SCENARIO'S	30
3.1 Opgesteld vermogen en elektriciteitsproductie in beide scenario's	31
3.2 Variabele broeikasgasemissies	33
3.3 Vaste broeikasgasemissies van de elektriciteitsproductie	33
3.4 Vaste emissies van de infrastructuur en de opslag	35
3.5 Emissies door vervanging tot en met het jaar 2100	40
3.6 Conclusie: de totale broeikasgasemissies in beide scenario's	45
<i>Bronnen</i>	<i>47</i>

Afkortingen en begrippen

kW	kilowatt	1000 Watt
kWh	kilowattuur	1000 Wattuur
MW	MegaWatt	1000 kW
MWh	MegaWattuur	1000 kWh
GW	GigaWatt	1000 MW
GWh	GigaWattuur	1000 MWh
TWh	TeraWattuur	1000 GWh
GJ	GigaJoule	278 MWh
W-t-T	Well-to-Tank	
T-t-W	Tank-to-Wheel	
PV	Photovoltaic	
SMR	Small Modular Reactor	
LNG	Liquified Natural Gas	
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem	
BKG	Broeikasgassen	
LCA	Life Cycle Analysis - analyse van broeikasgasemissies gedurende gehele levenscyclus van grondstofwinning tot afvalverwerking	
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development	
IEA	International Energy Agency	
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe	
NREL	National Renewable Energy Laboratory	
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity	
EPEX	European Power Exchange	
EPZ	Elektriciteits Productiemaatschappij Zuid-Nederland NV	
PBL	Planbureau voor de leefomgeving	
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland	
Curtailment	- Afschakelen van PV-installaties en windturbines bij overschot elektriciteitsproductie	
Carbon intensity	- Emissie-intensiteit	
Carbon footprint	- CO2-voetafdruk	

Samenvatting

Voor het klimaat is een elektriciteitsmix op basis van grotendeels kernenergie verreweg de beste keuze. Het carbon budget is minimaal 10 keer en waarschijnlijk 15 keer kleiner.

Een schoon, ‘netto-nul’ elektriciteitssysteem bestaat uit een mix van o.a. windturbines, zonnepanelen, waterkracht- en kerncentrales, hoogspanningslijnen en batterijen. Bij al deze opties komt er géén uitstoot vrij bij de productie, transport of opslag van elektriciteit.

Maar bij de productie van het benodigde beton, staal, koper en andere grondstoffen en onderdelen komen wel broeikasgassen vrij. Dit roept de vraag op:

-> Welke mix is optimaal voor het klimaat?

-> Welke mix zorgt voor het kleinste *Carbon Budget* voor Nederland?

Wij hebben vijf scenario's voor de elektriciteitsmix doorerekend en de cumulatieve broeikasgasemissies daarvan bepaald; vanaf de bouw tot en met het jaar 2100.

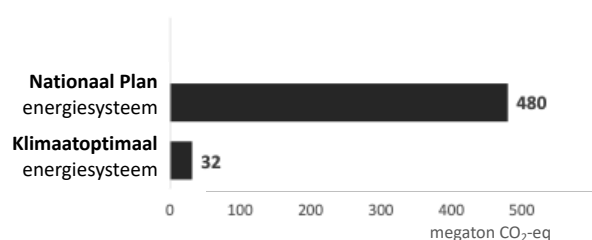
In dit verslag lichten wij de analyse en de resultaten toe van de twee belangrijkste opties:

- I. **NPE** – ons basisscenario is het “*Nationaal Plan Energiesysteem*”; het kabinetsbeleid.
- II. **Klimaatoptimaal** - de mix met de laagste totale en cumulatieve emissies.

Figuur 1 toont aan de linkerkant de cumulatieve emissies voor beide scenario's. Het verschil blijkt een factor 15. De rechterkant toont de emissie-intensiteit. Via het NPE wordt deze 75-80% lager dan nu maar lang niet nul. De ‘Klimaatoptimale’ mix komt wel dicht bij het doel van nul emissies.

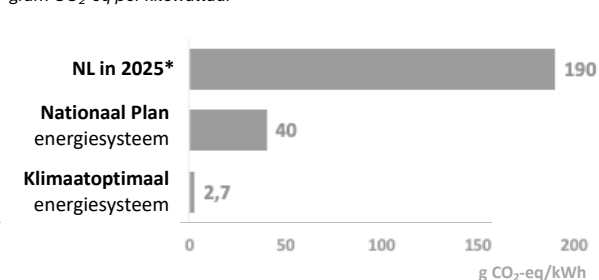
Cumulatieve totale emissies

voor 200 TWh elektriciteit per jaar van 2040 t/m 2100
megaton CO₂-eq



Emissie-intensiteit

gram CO₂-eq per kilowattuur



Figuur 1: Cumulatieve emissies (links) en emissie-intensiteit (rechts). *) Bron: KEV-2024.

Hoe kan deze factor 15 verschil in emissies worden verklaard?

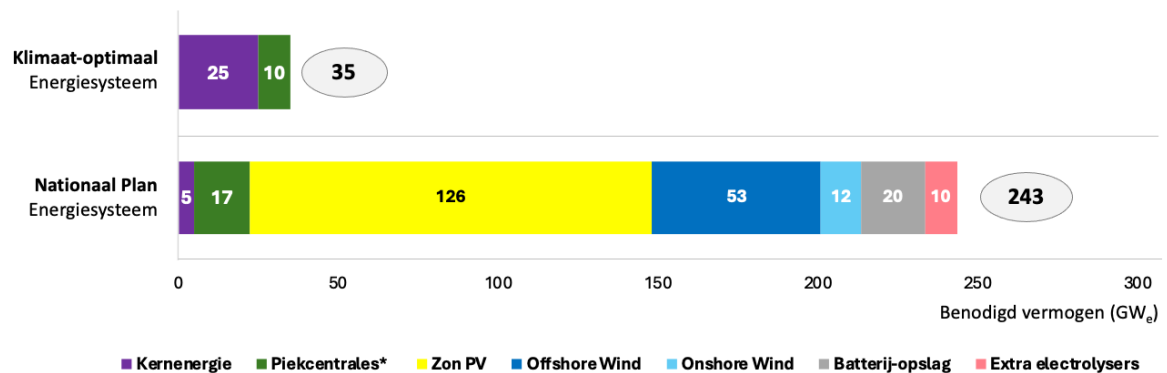
Dit grote verschil wordt veroorzaakt door vier factoren:

1. *Opgesteld vermogen*. Figuur 2 toont de opbouw van de beide scenario's.

Het opgestelde vermogen van het NPE blijkt *zeven keer* hoger dan het opgestelde vermogen in de ‘Klimaatoptimale’ mix. De Klimaatoptimale mix bestaat vooral uit

kerncentrales die bijna altijd de benodigde elektriciteit kunnen leveren, aangevuld door centrales op groen gas en biomassa voor de piekmomenten. De NPE-mix bestaat uit vele soorten opwek en opslag met een hoofdrol voor zon en wind.

Opgesteld Vermogen - voor 200 TWh fossielvrije elektriciteit per jaar, in Nederland [GW_e]



Figuur 2: Opgesteld vermogen per scenario (in GW); exclusief de benodigde infrastructuur voor elektriciteit en waterstof.

2. *Carbon footprint per GW opgesteld vermogen.* De carbon footprint van een zonnepark of offshore windpark blijkt twee keer hoger dan die van een kerncentrale.
3. *Vervanging.* Een nieuwe kerncentrale gaat gemakkelijk 80 jaar mee. Windturbines, zonnepanelen, electrolyzers en batterijen moeten elke 15 tot 25 jaar worden vervangen. Bij materiaalproductie, assemblage en transport komen emissies vrij.
4. *Infrastructuur voor elektriciteit en waterstof.* Voor de Klimaatoptimale mix volstaat een geringe hoeveelheid extra elektriciteitskabels en transformatoren voor het laagspanningsnet. De NPE-mix vergt ca. 3x meer investeringen in het elektriciteitsnet, waterstofpijpleidingen, compressorstations, opslagfaciliteiten voor waterstofgas. Bij de bouw van deze infrastructuur komen ook broeikasgassen vrij.

Er zijn nog wel flinke onzekerheden, waaronder:

- de toekomstige carbon footprint bij de materiaalproductie en transport
- hoeveelheden batterijen en electrolyzers in het NPE scenario
- de elektriciteitsinfrastructuur
- de waterstofinfrastructuur en waterstofopslag
- de hoeveelheid waterstofgas die jaarlijks weglekt

Uit onze analyse blijkt dat de klimaatoptimale mix ongeveer 15 keer beter is voor het klimaat. De klimaatoptimale mix vergt minder investeringen, materialen, ruimtebeslag, arbeid en het geeft minder overlast. Met politieke wil en passend beleid kan deze mix ook sneller worden gerealiseerd.

Inleiding

In het Akkoord van Parijs (2015) werd de doelstelling vastgelegd om klimaatopwarming tot 2°C te beperken en spraken Westerse landen af om een netto-nul economie per 2050 te realiseren. In Nederland schreven de Klimaattafels onder leiding van Ed Nijpels met ‘het Klimaatakkoord’. Vervolgens werden diverse organisaties gevraagd om scenario’s te maken voor het Nederlandse energiesysteem in 2050, waaronder TNO, het PBL, de netbeheerders, het ‘Expert-Team EnergieSysteem’ en nog een aantal partijen. Het ging daarbij om de gehele energievraag – elektriciteit maar ook verwarming, transport en industriële processen.

In die jaren braken ‘zon en wind’ jaarlijkse installatierecords, terwijl de kosten nog harder daalden. Mogelijk was dit de oorzaak dat de scenario’s van al die organisaties vrijwel gelijk waren: geen kernenergie, alle opwek uit zon en wind, en groene waterstof als backup.

Alle energie uit zon en wind is echter een onbewezen scenario met onbekende kosten. Geen land haalde in 2024 meer dan 20% van de energievraag uit zon en wind. Ook de derde pijler van deze scenario’s: productie en opslag van grote hoeveelheden groene waterstof – bestond nergens ter wereld en had nog onbekende kosten. Kernenergie werd niet serieus bekeken in de Nederlandse scenario’s terwijl Frankrijk al decennia bewijst dat kernenergie fossielvrije, betrouwbare en goedkope elektriciteit levert.

In andere landen verschenen in deze periode ook scenariostudies. Ook wetenschappers en internationale organisaties publiceerden vanaf 2016 kostenanalyses voor de diverse fossielvrije scenario’s. Uit deze analyses bleek dat de totale energiekosten van een systeem op basis van kernenergie 2-3 keer lager zijn dan een systeem op basis van zon en wind¹.

Een andere belangrijke vraag is hoe goed de verschillende opties zijn voor het *klimaat*. Dat is het doel van ons onderzoek, waarbij wij ons hebben beperkt tot elektriciteit en niet alle energie. Wij analyseerden de totale emissies van *vijf* scenario’s voor een fossielvrij elektriciteitssysteem in Nederland:

- i. Het NPE, met 10% kernenergie – het basis scenario want het huidige kabinetsbeleid
- ii. 30% kernenergie; 60% zon en wind
- iii. 50% kernenergie; 40% zon en wind
- iv. 70% kernenergie; 20% zon en wind
- v. 95% kernenergie

In dit rapport tonen wij het NPE en het ‘klimaatoptimale’ scenario – met 95% kernenergie.

¹ Zie de samenvatting van vijf scenario’s van oa OECD en MIT in ons rapport: ‘*Inzichten uit de wetenschap - systemen met en zonder kernenergie*’.

1. INTRODUCTIE

1.1 Inleiding

Achtergrond. Via een analyse voor een opdrachtgever naar de scope 1,2 en 3 emissies kregen wij inzicht in de grote verschillen tussen de fossielvrije opties voor elektriciteitsopwek.

Het klimaat is de grote drijvende kracht achter de energietransitie. Maar klimaateffecten van de verschillende opties hebben geen enkele rol gespeeld in de publieke discussies in Nederland, terwijl de verschillen in klimaateffect zeer groot blijken. Gezien het grote maatschappelijk belang besloten wij om dit rapport voor eigen rekening op te stellen.

Grote verschillen tussen landen

Er zijn grote verschillen tussen landen in de mogelijkheden om schone energie op te wekken. De Nederlandse uitgangspositie is bepaald niet gunstig:

- geen significante mogelijkheden voor waterkracht of stuwmeren
- slechts een beperkte hoeveelheid kort-cyclische biomassa
- weinig ruimte voor windturbines op land
- zonnepanelen leveren in Nederland minder elektriciteit op dan in Marokko of Texas (en de opwek in de zomer is bij ons een factor 10 groter dan de opwek in de winter).

Welke mix is het best voor Nederland?

Het is belangrijk om te kijken naar het klimaateffect van de verschillende opties voor de elektriciteitsmix. Voorstanders van een 'hernieuwbare' energiemix (100% zon en wind) realiseren zich vaak niet dat een dergelijk systeem beperkte klimaatvoordelen heeft ten opzichte van de Nederlandse energiemix anno 2025 (met circa 35% aardgas).

Dit rapport zet de voor Nederland relevante feiten op een rij en analyseert de klimaatimpact van de verschillende opties.

Opbouw, methoden en bronnen

In Hoofdstuk 1 worden de begrippen en de gebruikte methoden toegelicht.

In Hoofdstuk 2 worden de aannames per type opwek toegelicht.

In Hoofdstuk 3 worden de cumulatieve emissies voor de scenario's berekend.

De belangrijkste bronnen die zijn gebruikt:

- Rapporten van internationale organisaties zoals de OECD, IEA, UNECE;
- Rapporten van bedrijven (EDF in Frankrijk, EPZ in Nederland);
- Gegevens van het PBL en RVO voor specifiek Nederlandse variabelen;
- Diverse recente publicaties van wetenschappelijk onderzoek.

1.2 Welke soorten opwek worden vergeleken

In dit rapport wordt de vier belangrijkste opties voor grootschalige elektriciteitsproductie in Nederland onder de loep genomen:

- **Gascentrales** – leverden in 2024 nog 37% van onze elektriciteit. Gascentrales zullen nog een lange periode als flexibele opwek worden ingezet.
- **Kernenergie** – waarbij de analyse gericht is op grote kerncentrales (> 1 GWe) omdat daarvoor veel gegevens beschikbaar zijn.
- **Wind op Zee** – volgens de plannen van het huidige en het vorige kabinet komt veruit de meeste elektriciteit in de toekomst van offshore windturbines.
- **Zonnepanelen** – waarbij de landelijke en lokale politiek focust op daken en carports; zonneparken op landbouwgrond of natuurgebieden worden ontmoedigd.

Een aantal andere opties worden *niet* in dit rapport bekeken, om de volgende redenen:

- **Waterkracht** – in het vlakke en volle Nederland is er weinig beschikbare ruimte voor een stuwmeer. Er zijn veel rivieren maar door het geringe verval kunnen deze maar weinig vermogen leveren (in 2024 slechts 11 MW elektriciteit).
- **Biomassa** – er zijn weinig mogelijkheden om de hoeveelheid kort-cyclische biomassa (snoeiafval, landbouwresten, mestvergisting) te vergroten. De import van houtige biomassa (houtpellets) uit andere landen is omstreden en het is al een uitdaging om dit te vervangen met kort-cyclische biomassa uit eigen land.
- **Wind op Land** – de beste plekken zijn al in gebruik. Gezien de maatschappelijke weerstand tegen windturbines op land en de roep om grotere afstandsnormen kan er maar een beperkte hoeveelheid capaciteit bijkomen.
- **Kolencentrales** - de nog bestaande kolencentrales worden rond 2030 gesloten.
- **Diversen** – andere opties voor duurzame elektriciteitsproductie zijn in ontwikkeling, maar alleen kleinschalig mogelijk of te duur, bijvoorbeeld: getijde-energie, golfenergie, ultra-diepe geothermie.

Het valmeer van Delta 21. Het bedrijf Delta21 wil een 'valmeer' bouwen met 29 meter hoogteverschil en een oppervlak van 42 vierkante kilometer, direct naast de Tweede Maasvlakte. Het meer wordt leeggepompt bij elektriciteitsoverschot en bij een tekort worden de pompen generators en wekken dan elektriciteit op. Dit valmeer is een soort batterij, maar geen primaire opwekker.

Met politieke wil kan het in 2040 gereed zijn. Met een capaciteit van 34 GWh zou dit valmeer Nederland (tijdens een 'Dunkelflaute' in 2040) gedurende ongeveer een uur en een kwartier van stroom kunnen voorzien. Bij de bouw van dit valmeer komen veel minder emissies vrij ten opzichte van het productieproces van Lithium-batterijen. Dit valmeer is beter voor het klimaat dan de thuisbatterijen en grote netgekoppelde batterijen die nu worden geïnstalleerd.

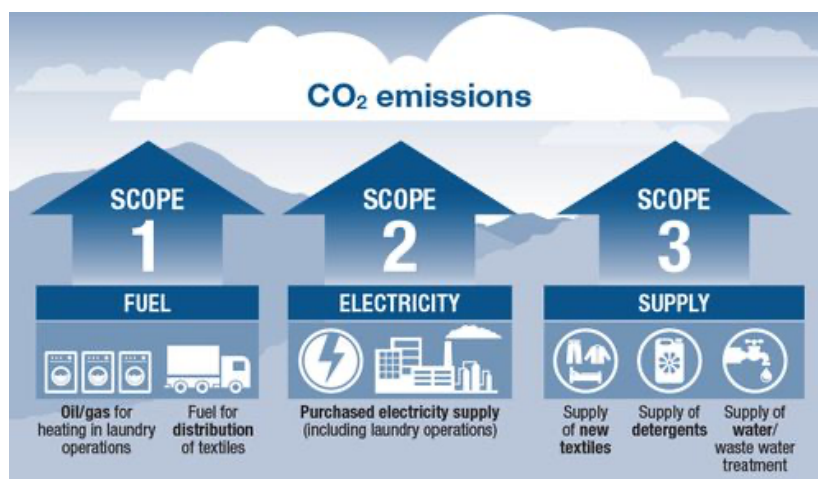
1.3 LCA en Carbon Footprint

Er staat weliswaar geen schoorsteen naast een windturbine maar de opwek van schone energie (wind, zon, waterkracht, kernenergie) is niet emissievrij.

Voor het produceren van de benodigde materialen, voor het transport en de assemblage van zonnepanelen, stuwdammen, windturbines en kernreactoren worden wel degelijk broeikasgassen uitgestoten. Ook tijdens de operationele fase zijn er emissies (voor onderhoud en reparatie) en ook bij de sloop en afvalverwerking.

De totale emissies tijdens de levensduur wordt in een *Life Cycle Analysis* (LCA) bepaald en uitgedrukt in kilogram CO₂-equivalent. Dit getal wordt de *Carbon Footprint* genoemd.

In de LCA-methode worden emissies opgedeeld in Scope 1, 2 en 3 emissies (zie Figuur 3)



Figuur 3: Definitie van Scope 1/2/3 emissies in een LCA analyse.

Gas- en kolencentrales hebben vooral grote Scope 1 emissies - directe emissies door de verbranding van gas en kolen. Scope 2 emissies zijn niet van toepassing bij elektriciteitsproducenten; dit zijn immers emissies voor ingekochte elektriciteit. Scope 3 emissies zijn de relevante emissies voor schone opwek.

Tabel 1 toont de belangrijkste oorzaken van Scope 3 emissies van schone elektriciteitsproductie. In Hoofdstuk 2 wordt de carbon footprint per type opwek gekwantificeerd.

	Materiaalproductie	Operationele fase
Zonnepanelen	- o Productie van metallurgisch silicium - o Zuiveren van silicium (99,99999999%) - o Productie van glas en aluminium - o Omvormer en onderconstructie - o Koperen kabels (DC en AC)	o Beperkt: beperkte emissies bij onderhoud en inspectie
Windturbine	- o Beton en staal voor de fundering - o Staal voor de mast van 10MW 150m hoog, 10-15m diameter, 7-10 cm dik	o Smeerolie en hydraulische olie (een 10 MW windturbine bevat meer dan 1000 liter olie)

	○ Composiet voor de wieken ○ Koper voor de kabels naar land (50-150 km) ○ Staal en koper voor het transformator-platform en de kabels naar elke turbine	○ Diesel/kerosine voor boten en helicopters voor 2-4 trips per jaar voor onderhoud en reparatie
Waterkracht	○ Beton voor de stuwdam ○ Transport ○ Staal voor de valpijp en generator	○ Beperkte emissies
Kerncentrale	○ Beton voor de fundering en de koepel ○ Staal voor het reactorvat - 8m hoog, 4m diameter, 20 cm dik ○ Staal voor de buizen, de stoomgenerator, de elektriciteitsgenerator.	○ Winning en verrijking van uranium splijtstof

Tabel 1: Belangrijke oorzaken van de Carbon Footprint van schone elektriciteitsproductie

1.4 Emissie-intensiteit van schone elektriciteitsproductie in Nederland

Emissie-intensiteit betekent de hoeveelheid broeikasgasemissies per kilowattuur. Het wordt berekend door de totale emissies gedurende de levensduur (de carbon footprint) te delen door de totaal opgewekte elektriciteit.

Voor elk type opwek is een realistische bandbreedte ingeschat op basis van actuele en realistische factoren voor Nederland. Hierbij is de eerste stap de *emissies bij standalone opwek*, onder ideale omstandigheden:

- zonder invloed van curtailment (afschakelen) op de totale hoeveelheid elektriciteit
- zonder emissies van de benodigde kabels en transformatoren
- zonder emissies van de benodigde elektriciteitsopslag en backup

In een latere stap worden de effecten van deze emissies en curtailment wel verrekend.

Figuur 4 toont deze emissie-intensiteit. Als referentie zijn de emissies van een aardgascentrale ook in de figuur opgenomen: 446 g CO₂/kWh. Overigens zijn de emissies van een steenkoolcentrale zijn ongeveer het dubbele (ca. 800 g CO₂/kWh) van een gascentrale.

Belangrijk om op te merken in Figuur 4: zelfs onder ideale omstandigheden zijn de verschillen al groot tussen kernenergie, wind en zon:

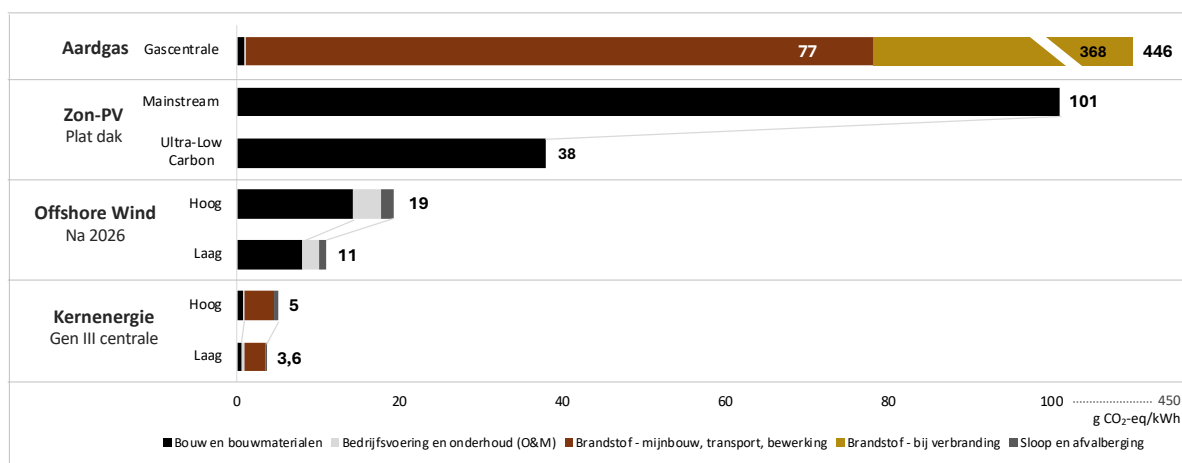
- Kernenergie heeft met 3,6-5 g CO₂/kWh veruit de laagste emissies
- Offshore wind heeft met 11-19 g CO₂/kWh al 3-4 keer hogere emissies
- ZonPV heeft met 38-101 g CO₂/kWh al 10-20 keer hogere emissie

Het verschil tussen de Klimaatoptimale mix en de NPE-mix worden nog groter door de verschillen in curtailment en de benodigde materialen voor netwerk en opslag.

De inschattingen van Figuur 4 komen uit Hoofdstuk 2. In dat hoofdstuk worden de inschattingen per type opwek toegelicht.

Emissie-intensiteit van elektriciteitsopwek in Nederland (gram CO₂-eq per kWh)

Exclusief curtailment, netwerk en opslag



Figuur 4: Emissie-intensiteit onder ideale omstandigheden in Nederland.

1.5 Curtailment – het afschakelen bij overaanbod

Curtailment betekent het afschakelen van een deel van de PV installaties en windturbines (en andere opwekkers) bij een overaanbod van elektriciteit. Curtailment verlaagt daarmee de capaciteitsfactor van opwekkers. Voor een realistisch beeld van de emissie-intensiteit van een opwekker (of een heel elektriciteitssysteem) moet curtailment worden meegerekend.

Hoe werkt het afschakelen

Het afschakelen gaat automatisch op basis van elektriciteitsprijzen, via software die toegang heeft tot de energiemarkten en die ook is aangesloten op de omvormer van de installatie. Als de *day-ahead* uurprijs op de EPEX² voor bepaalde uren laag is, en onder het *setpoint* komt van een bepaalde installatie dan wordt die installatie gedurende die uren afgeschakeld.

Negatieve prijzen komen voor omdat een groot deel van de zon-en windinstallaties ook bij negatieve prijzen nog winst kan maken dankzij SDE++ subsidie of dankzij de salderingsregeling.

PV-installaties zonder subsidie of salderingsregeling schakelen vaak direkt af bij een prijs onder nul; bij negatieve prijzen moeten zij immers *betalen* voor het leveren van stroom. Bij nog lagere uurprijzen worden eerst de installaties met een lage subsidie afgeschakeld, daarna met iets hogere subsidie, enzovoorts.

² European Power Exchange

Ook via de onbalansmarkt

Naast het afschakelen via de day-ahead uurprijs wordt er ook steeds vaker afgeschakeld via de onbalansmarkt. In 2024 was het al meer uren aantrekkelijk om af te schakelen via de onbalansmarkt dan via de day-ahead markt.

Via welke markt het ook gaat, het afschakelen is een gevolg van meer aanbod dan vraag. Bij elektriciteit *moeten* vraag en aanbod op elk moment gelijk zijn; anders stijgt de spanning waardoor machines en apparaten kapot kunnen gaan.

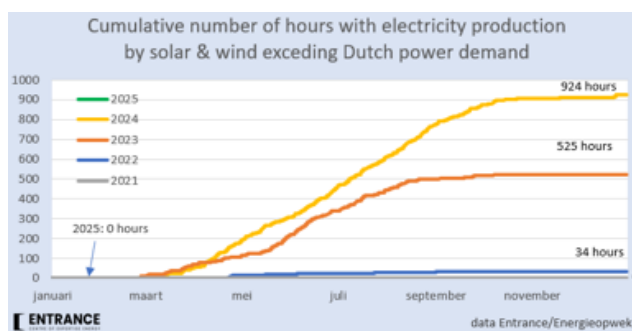
Steeds vaker afschakelen

De gemiddelde stroomvraag bedraagt in Nederland 13 GW. Sinds 2023 is Nederland wereldkampioen in het opgestelde ZonPV vermogen per inwoner en met het opgestelde vermogen aan windturbines staan we in de top vijf. Samen bedroeg het opgestelde vermogen aan zonnepanelen (26 GW) en windturbines (13 GW) in 2024 al 39 GW – dat is al 3 keer zo hoog als de totale gemiddelde vraag van 13 GW.

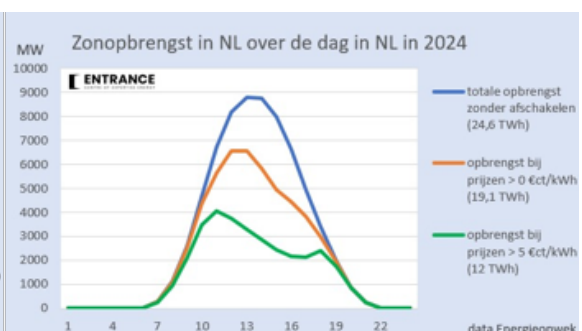
Als de zon schijnt rond het middaguur wekken alléén al de zonnepanelen teveel elektriciteit op. Als het overdag waait is er ook al snel een overschot. Vóór 2020 kwam in Nederland het afschakelen van PV-installaties en windturbines niet voor. Maar de Nederlandse capaciteit aan zon en wind steeg de afgelopen vijf jaar met 20-30% per jaar terwijl onze elektriciteitsvraag deze vijf jaar licht is gekrompen. Daarom moet steeds vaker een steeds groter deel van de PV-installaties en windturbines worden afgeschakeld.

In 2024 wekten onze zon- en windinstallaties al gedurende 924 uren méér elektriciteit op dan de totale vraag (Figuur 5A). Een deel van de PV- en windopwek werd gedurende die uren afgeschakeld. Kolen en gas waren dan ook al lang afgeschakeld.

De overproductie vindt plaats op de zonnigste uren: rond het middaguur in de maanden april-oktober. Hierdoor misten PV installaties in 2024 in Nederland *gemiddeld* al 22% van hun totale opwek, zoals getoond in Figuur 5B (19,1 TWh / 24,6 TWh).



Figuur 5A: Ontwikkeling aantal uren afgelopen jaren waarin de opwek uit wind en zon hoger is dan de totale vraag.
Bron: Martien Visser/Entrance, Jan 2025 via X(Twitter).



Figuur 5B: Ontwikkeling aantal uren afgelopen jaren waarin de opwek uit wind en zon hoger is dan de totale vraag.
Bron: Martien Visser/Entrance, Jan 2025 via X(Twitter).

De afnemende meerwaarde

Het gemiddelde van 22% verbloemt dat bepaalde installaties eerder en vaker worden afgeschakeld dan andere installaties. Zonnepanelen op woningen worden dankzij de salderingsregeling nooit afgeschakeld terwijl grote PV installaties zonder salderingsregeling of SDE++ subsidie als eerste worden afgeschakeld. Deze systemen liepen in 2024 al >50% van hun jaaropwek mis³. Door het afschakelen verdubbelen de effectieve kosten van de zonnestroom van deze PV-installaties.

Klimaateffect van extra PV mogelijk negatief

Hoge curtailment heeft een hoge impact op het klimaatvoordeel van het plaatsen van extra ZonPV-installaties. Immers: hoe vaker een PV-systeem wordt afgeschakeld hoe minder elektriciteit deze levert tijdens de levensduur. In 2027 stijgt het percentage curtailment waarschijnlijk naar 60-70%. Daarbij is het de vraag of de carbon footprint van de PV installatie wordt terugverdiend binnen de levensduur.

De pijplijn aan nog te bouwen SDE++ beschikkingen uit de jaren vóór 2023 bedraagt nog circa 7 GW (bron: RVO). Deze oude beschikkingen krijgen alléén geen subsidie als de day-ahead-prijs gedurende 6 aaneengesloten uren negatief is. Pas in 2023 werd de regeling aangepast: nieuwe beschikkingen krijgen elk uur met een negatieve prijs geen subsidie. Maar een nieuwe installatie op basis van een oude beschikking heeft ondanks de hoge curtailment toch vaak een positieve businesscase.

1.6 De totale en cumulatieve emissies van een elektriciteitsmix

In de toekomst, met robotisering en een snelle groei van datacenters en AI, is betrouwbare elektriciteit des te belangrijker. Voor onze opdrachtgever bekeken wij diverse opties voor (lokale)elektriciteitsproductie. Voor dit rapport hebben wij deze analyse aangepast naar heel Nederland. Met als basisscenario het “*Nationaal Plan Energiesysteem*” en diverse scenario’s met een groeiend aandeel kernenergie.

Hoofddoel van de analyse is het vergelijken van de cumulatieve emissies en de impact op het carbon budget; ten tweede het bepalen van de *Klimaatoptimale mix*.

In dit rapport tonen wij de twee belangrijkste scenario’s uit onze analyse:

- I. **NPE-mix** – basisscenario is het “*Nationaal Plan Energiesysteem*”; het kabinetsbeleid.
- II. **Klimaatoptimale mix** - de mix met de laagste cumulatieve emissies.

Hieronder wordt kort de methode beschreven om de cumulatieve totale emissies te berekenen. In Hoofdstuk 3 wordt het verder toegelicht en gekwantificeerd.

³ Analyse CleanEnergy&Co dd januari 2025 op basis van uurdata ENTSOE (day-ahead) en Tennet (onbalans).

De basis

Als de basis van de emissies wordt gevormd door de vaste en variabele emissies van de elektriciteitsproductie.

Het systeem: Emissies van het netwerk en elektriciteitsopslag

Voor een elektriciteitssysteem is niet alleen de opwek met bijbehorende emissies nodig, maar ook een elektriciteitsnetwerk plus elektriciteitsopslag en reservecapaciteit. Immers, elektriciteitsgebruikers hebben niets aan elektriciteit op zich; ze hebben een specifieke *hoeveelheid* nodig op een specifieke *locatie* en op een specifiek *tijdstip*.

De hoeveelheid benodigde infrastructuur en opslag is sterk afhankelijk van de mix. Bij het vergelijken van de totale emissies van verschillende opties moeten ook de emissies horend bij netwerk en opslag worden meegeteld.

Cumulatieve emissies over een periode: ook vervanging meenemen

Voor klimaatopwarming zijn niet de emissies van één jaar relevant maar de cumulatieve emissies gedurende een lange periode van bijvoorbeeld 50 of 60 jaar. De emissies die horen bij vervanging dienen daarom te worden meegenomen voor een compleet beeld.

De berekening

De cumulatieve emissies van een systeem kan zo in vier stappen worden berekend:

1. Variabele emissies van de opgewekte elektriciteit (indien van toepassing)
2. Vaste emissies van het opgestelde vermogen
3. Emissies van de systeemcomponenten:
 - Elektriciteitskabels en transformatoren
 - Batterijopslag
 - Electrolyzers voor elektriciteitsopslag in waterstofgas
 - Pijpleidingen, compressors en opslag voor waterstofgas
4. Emissies door vervanging van het opgestelde vermogen tijdens de periode

In Hoofdstuk 3 worden de cumulatieve emissies via deze vier stappen berekend.

2 EMISSIE-FACTOREN PER TYPE OPWEK

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de vaste en variabele emissies, de levensduur en de capaciteitsfactor van de vier belangrijkste opties voor elektriciteitsproductie: Aardgas, Kernenergie, Wind-op-zee en ZonPV. Deze emissies worden zoveel mogelijk specifiek voor Nederland bepaald. In Hoofdstuk 3 worden deze parameters gebruikt om de emissies van een bepaalde electriciteitsmix te bepalen.

In dit hoofdstuk wordt ook de *standalone emissie-intensiteit* bepaald die al werd getoond in Figuur 4 (zie §1.4). Hiertoe wordt de Carbon Footprint van de bouw, de operationele fase en de sloop (alles uitgedrukt in kg CO₂-eq/kWp) gedeeld door de totale elektriciteitsproductie gedurende de gehele levensduur (en zonder rekening te houden met curtailment).

2.1 Totale elektriciteitsproductie tijdens de levensduur

Tabel 2 toont de totale geschatte elektriciteitsproductie tijdens de levensduur van drie fossielvrije opties. Een kerncentrale van 1 GW wekt tijdens zijn leven meer elektriciteit op dan 1 GW aan windturbines of zonnepanelen:

- 5-10 keer meer dan een offshore windpark van 1 GW;
- 25-50 keer meer dan een PV installatie van 1 GW in Nederland.

Deze verschillen verklaren een deel van de verschillen in emissie-intensiteit van Figuur 4. De hoge en lage inschattingen van Tabel 2 worden in de onderstaande paragrafen nader toegelicht.

		Kernenergie		Wind Offshore		Zon PV systeem	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Levensduur	jaar	60	80	20	25	15	25
Capaciteitsfactor	%	90%	95%	40%	46%	9%	11%
Totale opwek	MWh/kWp	473	666	70	101	12	24

Tabel 2: Maximale opwek gedurende de levensduur van verschillende typen opwek, via een hoge en lage inschatting, exclusief curtailment.

Capaciteitsfactor

De totale elektriciteitsproductie is sterk afhankelijk van de capaciteitsfactor: hoeveel elektriciteit wordt er gedurende een jaar geleverd door een installatie, als fractie van de maximale productie (elk uur op vol vermogen). In Nederland is de capaciteitsfactor gemiddeld 9% voor zonnepanelen, maar in Spanje 16-20%. De kerncentrale in Borssele heeft met 93% een ongeveer 10 keer grotere capaciteitsfactor dan ZonPV in Nederland.

Levensduur

Een andere belangrijke factor is de levensduur en ook daar zijn de verschillen groot. De kerncentrales die in de jaren '60 en '70 zijn gebouwd in de VS en in Europa hebben bewezen dat ze 60 jaar meegaan. Een aantal heeft al een licentie voor een levensduur van 80 jaar.

Daarentegen gaan windturbines meestal 20 tot 25 jaar mee. Over de levensduur van zonnepanelen is er veel onduidelijkheid: een groot deel van de sector verwacht dat de panelen gemiddeld 25 jaar meegaan maar sommige experts vinden 15 jaar realistischer.

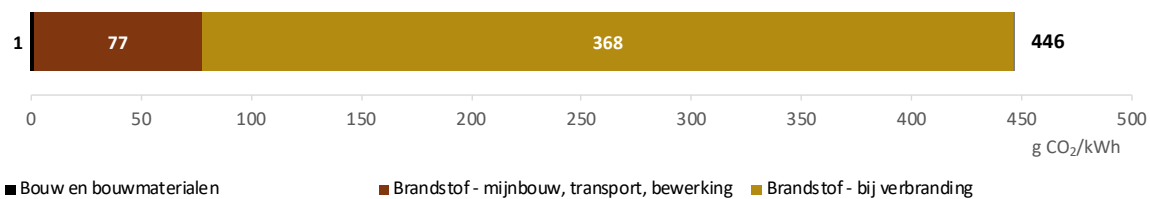
2.2 Aardgas

Aardgas wekte vele jaren tweederde van onze elektriciteit op. In 2024 was dit nog 37%. Dit aandeel zal langzaam dalen maar waarschijnlijk wordt aardgas nog een lange tijd voor piekverbruik en tijdens Dunkelflautes⁴ ingezet.

De vaste emissies van een gascentrale zijn circa 120 kg CO₂ per kW vermogen. De variabele emissies bedragen 445 g CO₂/kWh.

Emissie-intensiteit van Aardgascentrales in Nederland

g CO₂ /kWh



Figuur 6: Emissies van een gemiddelde gascentrale in Nederland - CO₂-eq /kWh

Figuur 6 toont de opbouw van de emissie-intensiteit:

- *Bouw, bedrijfsvoering, onderhoud en sloop:* ca. 1 g CO₂/kWh
- *Verbranding:* 368 ± 20 g CO₂/kWh. Deze scope 1 emissies hangen af van de gemiddelde efficiency van de Nederlandse gascentrale, vandaar de bandbreedte.
- *Winning en toelevering van aardgas:* 77 ± 15 g CO₂/kWh. Deze emissies hangen sterk af van de oorsprong van het aardgas: hoeveel komt er uit de Nederlandse gasvelden, hoeveel importeren we als pijpleidinggas, en hoeveel als LNG, en hoeveel uit welk land.

Deze cijfers worden hieronder kort toegelicht.

⁴ Dunkelflautes zijn donkere en windstille uren of dagen waarin er vrijwel geen opwek is uit wind en zon.

Vaste emissies voor bouw, bedrijfsvoering en sloop

De vaste emissies voor de bouw en bouwmaterialen komen volgens CE Delft en UNECE uit op ongeveer 100 kg CO₂ per kW vermogen [bronnen: CED-2023, UNECE-2022]. Bij een capaciteitsfactor van 50% en levensduur van 30 jaar komt dit neer op 1 gram CO₂ /kWh.

De vaste emissies voor bedrijfsvoering, onderhoud en sloop worden ingeschat op 20 ton CO₂ per MW vermogen. Bij een gemiddelde capaciteitsfactor van 50% en levensduur van 30 jaar komt dit neer op 0,2 gram CO₂/kWh.

Emissies door de verbranding van aardgas tijdens de elektriciteitsproductie

De directe (scope 1) emissies zijn in Nederland 368 g CO₂/kWh_e. Dit is gebaseerd op de volgende twee factoren:

- **56 kg CO₂ per GJ** – deze emissies per hoeveelheid energie van aardgas is uitvoerig gemeten en vastgesteld als de '*standaard CO₂-emissiefactor van aardgas*' door RVO [RVO-2019]. Aangezien 1 GJ gelijk is aan 278 kilowattuur kan dit getal worden omgerekend naar 201 gram CO₂ per kilowattuur. Belangrijk op te merken dat dit thermische energie is; deze moet (met een gasturbine of een stoom-en-gasturbine) nog worden omgezet in elektrische energie.
- **55%** - onze inschatting van de gemiddelde efficiency van Nederlandse gascentrales bij het omzetten van de verbrandingswarmte van aardgas in elektriciteit.
De IEA geeft een range aan van 51% - 64% voor Europese gascentrales, vooral afhankelijk van de ouderdom en bouwers van de centrales [IEA-2020]. In deellast zakt de efficiency een paar procent. Gezien het type en de ouderdom van de Nederlandse gascentrales verwachten wij een gemiddelde efficiency van 55% in Nederland met een bandbreedte die nog lange tijd geldt van 52-58%.

Emissies tijdens winning en transport van aardgas

Deze emissies variëren van jaar tot jaar, ze worden niet elk jaar berekend. Deze emissies hangen af van de aardgas mix en worden veroorzaakt door:

- **Lekkage bij de winning.** Bij de winning van aardgas - dat vooral bestaat uit methaan - kan een klein deel van dit methaan weglekken naar de atmosfeer. Omdat methaan een 20-80 keer sterker broeikaseffect heeft dan CO₂ kan een beetje lekkage al een flink effect hebben. In Nederland (en bijvoorbeeld Noorwegen) is deze lek zeer gering, maar in Rusland en in de VS (bij fracking) kan het oplopen tot 1 à 2 procent van de aardgasproductie.
- **Transport via pijpleiding.** Bij transport via pijpleidingen zijn de emissies vooral afkomstig van de energie die de gascompressors nodig hebben om het gas door de leidingen te stuwen. Deze emissies zijn zeer gering voor gas uit Nederland. Voor gas uit Noorwegen is het al iets meer vanwege de afstand naar Nederland. Bij gas uit

Rusland speelden ook lekkages in de (zeer lange) leidingen een rol.

- **Transport via LNG tanker.** Hierbij komen fors meer emissies vrij ten opzichte van gas uit eigen land of via pijpleiding uit Noorwegen. Aardgas wordt eerst gekoeld tot een temperatuur van -153 graden Celcius zodat het vloeibaar wordt (*liquified natural gas*). Het transport over de oceaan door een grote LNG-tanker vereist emissies voor de aandrijving van het schip. Na aanmering in de haven wordt de LNG weer omgezet in gas door het te verhitten; ook daardoor komen er broeikasgasemissies vrij.

De hoeveelheid emissies tijdens winning en transport zijn sterk afhankelijk van de gasmix: welk percentage komt uit Nederlandse velden en hoeveel uit andere belangrijke leveranciers als Noorwegen en de VS en resterende landen (Quatar, Algerije, Azerbaidjan, Rusland, etc).

De emissies bedragen ca. 30 gram CO₂ per kilowattuur voor gas afkomstig uit Nederland en ruim 100 gram CO₂ per kilowattuur vooral LNG uit de VS als dat is gewonnen met fracking. Deze ketenemissies zijn in 2023 uitgebreid berekend door CE-Delft; voor de jaren 2019 en 2021 kwam dit adviesbureau uit op **51** respectievelijk **77** gram CO₂-eq per kilowattuur elektriciteit [CED-2023]. Op basis van onze prognoses voor de aardgasmix de komende jaren verwachten wij een bandbreedte van 60-90 gram CO₂ per kilowattuur.

2.3 Kernenergie

Figuur 7 toont de emissies-intensiteit van kernenergie: **3,6-5** gram CO₂-eq /kWh. Daarmee heeft kernenergie **100** keer lagere emissies ten opzichte van een aardgascentrale (446 gram).

De VN-organisatie UNECE heeft in 2022 een uitgebreid onderzoek gepubliceerd waarin de LCA van kernenergie in detail in kaart werd gebracht [UNECE-2022]. Daarvoor werden recente gegevens gebruikt van kerncentrales in een tiental landen, met speciale aandacht op de splijtstofketen en de mix van uraniummijnen die in Europa wordt gebruikt. Dit onderzoek is het meest aktueel en representatief voor kerncentrales in Europa⁵.

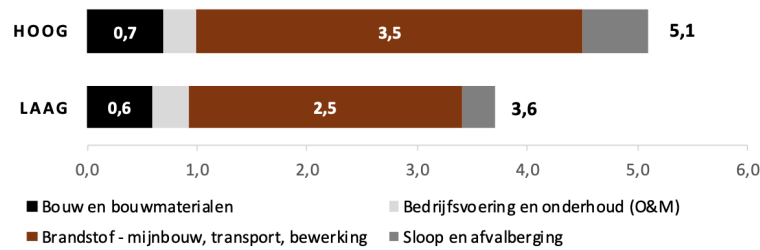
De hoge en lage inschatting voor kernenergie in Figuur 5 worden veroorzaakt door verschillen in de brandstofcyclus: met en zonder recycling. De cijfers van scenario HOOG, *zonder* recycling, komen van UNECE. De cijfers van scenario LAAG, *met* recycling, zijn afkomstig van EDF, de Franse operator van kerncentrales [EDF-2022].

In de onderstaande paragrafen worden de cijfers per LCA-fase nader toegelicht.

⁵ Een ouder onderzoek naar emissies van kernenergie door het Amerikaanse National Renewable Energy Lab kwam uit op hogere emissies voor de verrijking. Echter, het NREL ging voor de uraniumverrijking uit van het energie-intensieve gasdiffusieproces terwijl dit proces al decennia niet meer wordt gebruikt; ultracentrifuges zijn al lang de standaard.

Emissie-intensiteit van Kernenergie

g CO₂ /kWh



Figuur 7: Broeikasgasemissies van kernenergie

2.3.1 Emissies tijdens de winning en bewerking van splijtstof

Zoals Figuur 7 laat zien zijn deze emissies met 2,5 tot 3,5 g CO₂/kWh relatief het grootst. Deze emissies worden veroorzaakt door het winnen en bewerken van de splijtstof:

- Winning van uraniumerts (vooral diesel voor de pompen bij ‘in-situ leaching’)
- Zuivering tot uraniumoxide (chemische processen)
- Conversie tot UF₆ (chemisch)
- Verrijking via ultracentrifuges (vergt elektriciteit)
- De terugconversie van UF₆ naar uraniumoxide
- Verwerking tot brandstofstaven en brandstofelementen (emissies staalproductie)
- Verwerking van de gebruikte splijtstof

Het verschil tussen de hogere en lagere inschatting (EDF versus UNECE) wordt veroorzaakt door wel of niet recyclen van de splijtstof. Het is namelijk mogelijk om ongeveer 90% van de gebruikte splijtstof (uranium) te hergebruiken.

De tot 4,5% verrijkte brandstof die in vrijwel alle grote centrales wordt gebruikt (ook Borssele en de toekomstige grote kerncentrales in Nederland) bevat 95,5% U-238 en 4,5% U-235. Na vier jaar in een kernreactor is het U-235 grotendeels (maar niet volledig) verspleten terwijl het U-238 nog grotendeels intact is gebleven.

De gebruikte splijtstof kan voor 90% worden gerecycled door het Franse bedrijf Orano in Normandië. De Nederlandse kerncentrale in Borssele past al jaren recycling toe – het scheelt in de kosten voor afvalopslag en het scheelt in de kosten en de emissies van het winnen en zuiveren van uraniumerts.

EDF kwam in 2022 via een uitgebreide LCA analyse uit op een totale carbon intensity van 3,7 gram/kWh als *gemiddelde* voor haar vloot van 56 kernreactors, waarvan 2 gram/kWh voor de splijtstof. Momenteel gebruikt 40% van de EDF-vloot het recycling proces.

Als de Nederlandse centrales alle splijtstof recycleren - zoals al gebeurt in Borssele - dan komen deze centrales vermoedelijk uit op een carbon footprint van 1,5 gram CO₂ /kWh voor de splijtstof.

Thorium. Toekomstige kerncentrales die Thorium als splijtstof gebruiken hebben nog iets lagere emissies voor de splijtstofproductie. Thorium is een bijproduct van de winning van andere metalen en het is al voorradig. Het zuiveringsproces kost relatief weinig energie en er is geen verrijking nodig.

2.3.2 Emissies door de bouw en bouwmaterialen

Voor de emissies van de bouw en bouwmaterialen heeft UNECE gegevens gebruikt van Westerse producenten van (grote) kerncentrales: uit Frankrijk, de VS en Zuid-Korea.

Zoals Figuur 8 toont zijn deze emissies met 0,6 - 0,7 g CO₂/kWh gering. Dat komt deels door de lange levensduur en de hoge capaciteitsfactor. Maar de emissies door de bouw en bouwmaterialen zijn ook verrassend laag: 3 - 4 keer lager dan bij zonnepanelen en offshore wind. Dankzij de hoge energiedichtheid heeft kernenergie relatief weinig beton, staal en koper per kilowatt vermogen nodig.

Capaciteitsfactor van een kerncentrale: 90-96%

Volgens de jaarverslagen van EPZ haalt de inmiddels ruim 50 jaar oude kernreactor in Borssele een capaciteitsfactor die meestal boven de 90% ligt. Deze reactor werkt met een jaarlijkse splijtstofwissel- en onderhoudsstop van ongeveer 2 weken. De rest van het jaar draait de reactor op vol vermogen. Elke 15-20 jaar ligt de reactor 2-3 maanden stil voor een groot onderhoud en vervanging van bepaalde onderdelen.

Nieuwe kerncentrales van EDF en Westinghouse hebben een hogere capaciteitsfactor; eens in de twee jaar een splijtstofwissel- en onderhoudsstop van 9 dagen.

Levensduur: minimaal 80 jaar. De technische levensduur van de grote conventionele⁶ kerncentrales die in de jaren '60 en '70 van de vorige eeuw in het Westen zijn gebouwd is minimaal 60 jaar. Een groot aantal centrales in de Verenigde Staten heeft na onderzoek een licentie gekregen voor 80 jaar [WNA-2024]. Ook vele kerncentrales in Europa, waaronder de kerncentrale Borssele, zijn bezig met goedkeuring voor een bedrijfssduur van 80 jaar.

Gezien de strengere technische eisen die nu aan nieuwe kerncentrales worden gesteld zullen nieuwe grote GEN III kerncentrales minimaal 80 jaar meegaan en mogelijk 100 jaar.

⁶ Met Gen III reactoren worden de conventionele lichtwater-reactoren die water als koelmiddel en moderator gebruiken, zoals de reactor in Borssele en meer dan 90% van alle kernreactoren die wereldwijd in bedrijf zijn.

De levensduur van de kerncentrale Borssele. Na een bouwtijd van 4 jaar werd deze centrale in 1973 in gebruik genomen. Oorspronkelijk zou de centrale na 40 jaar uit bedrijf worden genomen, met elke 10 jaar een evaluatie van veiligheidsanalyses volgens de laatste stand van de techniek. In de jaren '90 kwam men overeen dat de centrale tot 2033 open mocht blijven. In 2010 werd opnieuw onderzocht of de levensduur veilig kon worden verlengd. Daarvoor zijn het reactorvat, de containment van staal en beton, het reactorgebouw en andere grote componenten geïnspecteerd. EPZ meldt hierover dat samples van het staal uit de binnenkant van het reactorvat aantoonde dat dit staal vrijwel niet achteruit was gegaan en nog steeds in een betere conditie is dan de minimale eisen voor een nieuw reactorvat voorschrijven. Uit de analyses bleek dat de levensduur veilig kan worden verlengd naar 80 jaar [EPZ-2024].

Emissies van de bouw en bouwmaterialen: ca. 275 kg CO₂/kWe

De CO₂-voetafdruk van een kerncentrale wordt vooral bepaald door het benodigde beton en staal. In de basis is een kernreactor vergelijkbaar met een gascentrale maar dan één met meer beton (voor de koepel en de fundering) en meer staal (voor het reactorvat).

Volgens UNECE en EDF bedraagt de embedded carbon van de bouw en de bouwmaterialen 250-300 kg CO₂ per kilowatt elektrisch vermogen. Tabel 3 toont het benodigde gewicht van de belangrijkste materialen en de bijbehorende carbon footprint:

- **Beton:** er is weliswaar veel beton nodig maar de carbon footprint daarvan is niet hoog. Beton bestaat vooral uit zand, grind, water en 1/6^e uit cement. Bij de productie van 1 kg cement komt 0,6-0,9 kg CO₂ vrij. Het materiaaltransport draagt ook bij aan de carbon footprint.
- **Betonijzer:** dit wordt gebruikt voor het versterken van het beton
- **Hoogwaardig staal:** voor het reactorvat, de dikwandige buizen die stoom en water transporteren, de stoomgenerators, de stoomturbine. De hoeveelheid is beperkt (slechts 11 kg/kW) maar de carbon footprint van dit materiaal is relatief hoog.
- **Koper:** met 1,3 kg/kW heeft een kerncentrale relatief weinig koper nodig.
- **Overige:** Naast de vier bovenstaande materialen bestaat de carbon footprint die verder uit diverse andere materialen in kleinere hoeveelheden, diesel voor graafmachines en transport, elektriciteit, enzovoorts.

Carbon footprint grote kerncentrale met vermogen 1 GWe	Materialen*		Embedded Carbon**	
	x 1,000 ton	kg / kWe	kg CO ₂ / kg materiaal	kg CO ₂ / kWe
Beton	238	238	0,3	71
Betonijzer	33	33	1,4	46
Hoogwaardig staal	11	11	6	66
Koper	1,3	1,3	4	5
Subtotaal top 4 materialen				189
Overige				86
TOTAAL				275

* Gemiddelde van het mean en average gewicht van figuur 62 van rapport UNECE-2022

** Eigen analyse; carbon emissies per kg materiaal van diverse bronnen

Tabel 3: Carbon Footprint grote kerncentrale

2.3.3 Emissies van bedrijfsvoering en onderhoud: 50 kg CO₂/kW_e

De emissies tijdens de bedrijfsvoering zijn gering. Deze zijn afkomstig van o.a. additieven voor het modereren van de kernreactie, anti-corrosiemiddelen, schoonmaakmiddelen en smeerolie, onderdelen (niet-nucleair) en benzine en diesel voor de auto's van werknemers. UNECE-2022 berekende hiervoor een gemiddelde emissie-intensiteit van 0,3 g CO₂/kWh. Dit komt neer op een carbon footprint van 50 kg CO₂/kW_e.

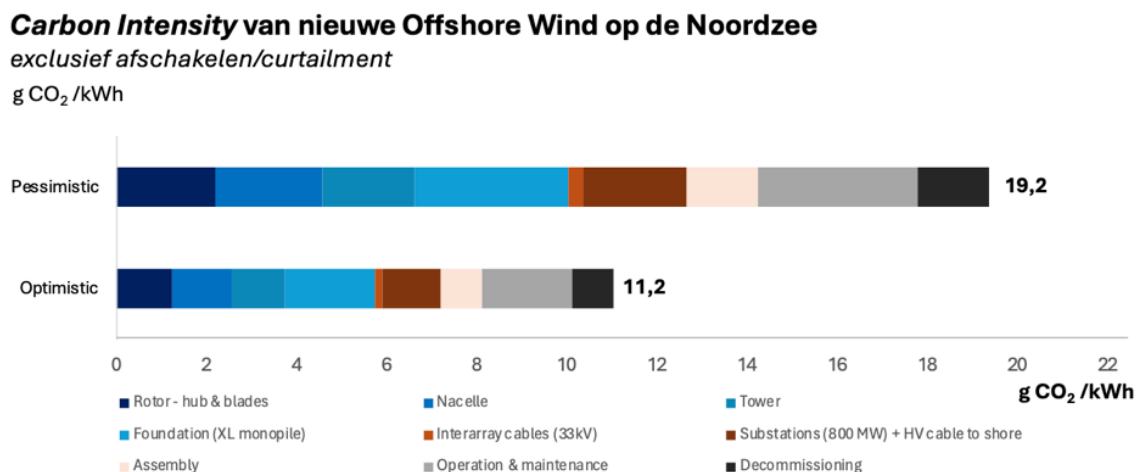
2.3.4 Emissies van afvalberging en sloop: 70-200 kg CO₂/kW_e

De emissies voor sloop en afvalberging zijn eveneens gering. UNECE komt uit op 0,6 gram CO₂/kWh terwijl EDF flink lager uitkomt op ca 0,2 gram CO₂/kWh. Omgerekend komt dit neer op vaste emissies van 70-200 kg CO₂ per kilowatt vermogen.

De oorzaken van deze emissies zijn de benodigde diesel voor de machines die worden gebruikt voor de sloop en voor het afvoeren van materialen. De meeste emissies komen door het graven van een mijn voor de eindberging van het langlevend splijtstofafval.

2.4 Offshore Wind

Voor nieuwe offshore windparken in Nederland volgt uit onze analyse een carbon intensity (emissie-intensiteit) van 11-19 gram CO₂-eq per kilowattuur (Figuur 8). Deze bandbreedte komt voort uit een optimistisch scenario en een pessimistisch scenario.



Figuur 8: Carbon Intensity van Offshore Wind voor nieuwe windparken op het Nederlandse deel van de Noordzee (excl curtailment).

De carbon intensity wordt bepaald door drie factoren: capaciteitsfactor, levensduur en de carbon footprint. Voor elke factor is een optimistische en een pessimistische inschatting gemaakt – zie Tabel 4 voor deze inschattingen en de daaruit volgende scenario's 'Pessimistisch' en 'Optimistisch'. Deze inschattingen worden in de paragrafen hieronder toegelicht.

Carbon Intensity van Offshore Wind			
Nieuw, excl curtailment		Optimistisch	Pessimistisch
Capaciteitsfactor	%	46%	40%
Levensduur	jaar	25	20
Totale opwek	MWh/kWp	101	70
Carbon Footprint	kg CO ₂ /kWp	1109	1355
Carbon Intensity	g CO ₂ /kWh	11	19

Tabel 4: Emissie-intensiteit van nieuwe Offshore Wind parken in Nederland, exclusief curtailment, via optimistische en pessimistische inschattingen van de drie factoren.

Uitdaging: een representatieve LCA analyse

Lastig bij Offshore Wind is dat LCA-gegevens uit rapporten van internationale organisaties zoals de IEA, UNECE, OECD niet kunnen worden gebruikt omdat deze verouderd zijn:

- *Windturbines worden elke paar jaar een stuk groter.* Rapporten zijn vaak gebaseerd op oude LCA onderzoeken voor windturbines met een vermogen van 2-5 MW terwijl de huidige windturbines een vermogen hebben van 10 tot 15 MW.
- *Afstand tot de kust, fundering, substation.* De oude onderzoeken gingen uit van turbines die relatief dicht bij de kust stonden, de diepte en het type fundering wijken sterk af evenals de gebruikte offshore hoogspanningsstations.
- *Hogere capaciteitsfactor.* De nieuwe windturbines zijn steeds hoger en halen daardoor een hogere capaciteitsfactor dan voorheen.

Daarom is voor deze analyse een recent onderzoek uit Duitsland gebruikt van de vakgroep 'Climate and Energy' van onderzoekscentrum Jülich [Jülich-2024]. Hier wordt de LCA bepaald van 10 MW windturbines die in het Duitse deel van de Noordzee worden geplaatst, 60 km uit de kust met een offshore trafoplatform van 800 MW.

De zeediepte, het type fundering en de grootte van het transformator-platform zijn vrijwel gelijk voor de nieuwe Nederlandse windparken. Grootste verschil is de afstand tot de kust (havens en aanlandingspunten); voor de nieuwe Nederlandse parken als 'Ijmuiden Ver' en 'Nederwiek' is dat meer dan 120 km. Daarom zijn er een aantal correcties gemaakt die hieronder worden toegelicht.

2.4.1 Capaciteitsfactor: 40-46%

De maximale capaciteitsfactor is afhankelijk van de locatie, de ashoogte en de hoeveelheid wind. Het gemiddelde vermogen wordt daarnaast ook door andere factoren beperkt:

- Windverliezen door naburige windturbines
- Elektrische verliezen in de kabels en transformatorstations
- Stilstand vanwege vogeltrek
- Stilstand vanwege onderhoud en reparatie

Bij oudere windparken loopt de capaciteitsfactor vaak langzaam terug omdat turbines wachten op een reparatie of een onderdeel. Dat duurt vaak een paar weken en soms een paar maanden - onderhoudspersoneel moet beschikbaar en het weer moet het toelaten.

Praktijkgegevens

De website energynumbers.info geeft voor elk jaar de capaciteitsfactor van alle windparken in het Belgische, Engelse, Duitse en Deense deel van de Noordzee [Smith-2025]. Dit geeft een goed beeld van wat er in de praktijk haalbaar is als gemiddelde capaciteitsfactor over de gehele levensduur.

Conclusie

Door de hogere capaciteitsfactor van de eerste paar jaar van recente windparken te combineren met de degradatietrend van de oudere windparken komen we op de inschatting van 40% (pessimistisch) tot 46% (optimistisch) als gemiddelde over de levensduur.

2.4.2 Levensduur: 20-25 jaar

De levensduur van een windpark wordt door technische en economische factoren bepaald.

Technische aspecten

Technisch gezien worden de grote onderdelen van een windturbine – mast, nacelle, fundering – standaard ontworpen en gecertificeerd voor een levensduur van 25 jaar. In het ontwerp wordt rekening gehouden met de corrosie, slijtage en metaalvermoeiing waar deze onderdelen aan onderhevig zijn. Lagers worden bijvoorbeeld gedimensioneerd op basis van 90% betrouwbaarheid. Dat wil zeggen dat er een kans van 10% dat het lager kapot gaat vóór het einde van ontwerplevensduur van 25 jaar.

Typische reparaties en vervanging:

- *De wieken.* Deze zijn door de hoge snelheden (aan de tip soms 300 kilometer per uur) onderhevig aan slijtage, met name de '*leading edge*'. De wieken kunnen wel worden vervangen.
- *Lagers, tandwielen, afdichtingen.* Deze slijten door de continue wrijving en de grote krachten die erop worden uitgeoefend. Ook deze kunnen worden vervangen.



Figuur 9: Degradatie van de 'leading edge'.

Economische afwegingen

Net als bij een auto nemen de onderhoudskosten toe met de leeftijd. Er is vaker een oliewissel nodig, meer onderdelen moeten worden vervangen. Maar onderhoud en reparatie van een offshore windturbine is altijd kostbaar. Het gaat om hoge uurtarieven van de

monteurs en zij moeten met een speciaal schip of helikopter naar deze locaties op 100-150 km uit de kust moeten worden vervoerd. Het vervangen van bijvoorbeeld een wiek is erg kostbaar omdat dit een grote ploeg vergt en diverse speciale schepen.

Een aantal jaren vóór het eind van de verwachte technische levensduur kan het zijn dat de kosten voor onderhoud en reparatie hoger zijn dan de baten. Op dat moment wordt het windpark gesloten en gedemonteerd. De oudste offshore windparken in België, Engeland en Denemarken werden ook om deze reden na ca. 15 jaar uit bedrijf genomen.

Conclusie: 20-25 jaar

Windparken met turbines van 10+ MW bestaan pas een paar jaar. Er is daarom nog geen ervaring met de levensduur van deze giganten. De afgelopen paar jaar hebben grote windturbineproducenten zoals Vestas en Siemens Gamesa wel forse verliezen geleden vanwege de hoger dan verwachte kosten voor onderhoud en reparatie. Ook de Deense bouwer en uitbater van windparken Ørsted leidt verlies door hogere kosten voor onderhoud en reparatie. De beurskoers van deze bedrijven is de afgelopen jaren sterk gedaald.

Het blijft daarom een gok waar de gemiddelde levensduur van nieuwe windparken op uit zal komen. In het optimistische scenario wordt uitgegaan van een levensduur van 25 jaar, in het pessimistische scenario van 20 jaar. Overigens lijkt de windsector zelf uit te gaan van een levensduur van 20 jaar voor onshore windturbines [PBL-2024, pag. 76].

2.4.3 Carbon footprint: 1.100 - 1.350 kg CO₂ /kW_p

Bouw en bouwmaterialen

De emissies van de bouw en bouwmaterialen worden vooral veroorzaakt door het staal en daarna door koper en aluminium. Tabel 5 geeft het gewicht per component voor zes materialen [FZ-Jülich 2024, Supplementary Information].

Volgens dit onderzoek weegt een 10 MW offshore turbine zo'n 2 miljoen kilo. De helft daarvan komt door de fundering ('Monopile XL'), een kwart door de toren en een achtste door de nacelle en de rotor. Daarnaast wegen de array-kabels, het offshore transformatorplatform en de hoogspanningskabel naar de kust samen ongeveer een half miljoen kilo per turbine.

Alle onderdelen bestaan vooral uit koper, aluminium, staal en beton. De grote hoeveelheid staal veroorzaakt de meeste emissies. Maar ook koper en aluminium dragen flink bij aan de totale emissies omdat deze materialen een fors hogere carbon footprint per kilo materiaal hebben ten opzichte van staal.

Key Materials for Offshore Wind (kg per kWp)	Steel	Plastics	Copper	Aluminium	Magnets	Concrete
Rotor - hub & blades	2	21	0	0	0	0
Nacelle	16	1	2	5	1	0
Tower	45	1	0	0	0	0
Foundation (XL monopile)	91	0	0	0	0	4
Interarray cables (33kV)	1	2	2	0	0	0
Substations (800 MW)	5	0	0	0	0	10
HVDC marine cables (275 kV)	3	9	3	9	0	0
TOTAL	163	33	7	14	1	14

Tabel 5: Hoeveel van welk materiaal is er nodig voor offshore wind. Bron: FZ-Jülich-2024.

Bandbreedte van de Carbon Footprint tijdens de hele levensloop

Tabel 6 toont hoe het optimistische en het pessimistische scenario tot stand zijn gekomen. Hiermee verwachten wij een realistische bandbreedte te geven, representatief voor nieuwe Nederlandse offshore windparken. Toelichting op Tabel 6:

Kolom (A) - de Carbon Footprint volgens de Duitse LCA-studie [FZ-Jülich -2024, Fig 7];
het scenario 'moderate' 2030, per 10 MW turbine.

Kolom (B) - geeft een correctie voor de situatie voor de nieuwe Nederlandse windparken die twee keer verder uit de kust liggen. Deze correctie is alleen gemaakt voor de HV kabels naar land, de assemblage en de decommissioning.

Kolom (C) - drukt de cijfers van kolom (B) uit in de eenheid: kilo CO₂ per kilowatt-piek.

Kolom (D) - het optimistische scenario: alle posten zijn 10% verkleind.

Kolom (E) - het pessimistische scenario: alle posten zijn 10% vergroot.

	(A) <i>Jülich-2024</i> Scenario: 2030 'moderate'	(B) <i>Dit rapport</i> Correctie voor NL: niet 60 maar >120 km	(C)	(D) Optimistisch - 10%	(E) Pessimistisch +10%
	Mln kg CO2-eq	Mln kg CO2-eq	kg CO2-eq/kWp	kg CO2-eq/kWp	kg CO2-eq/kWp
Rotor - hub & blades	1,4	1,4	140	126	154
Nacelle	1,5	1,5	150	135	165
Tower	1,3	1,3	130	117	143
Foundation (XL monopile)	2,2	2,2	220	198	242
Interarray cables (33kV)	0,2	0,2	20	18	22
Substations (800 MW) + HV cable to shore	0,7	1,5	147	132	162
Assembly	0,5	1,0	100	90	110
Operation & maintenance	1,5	2,3	225	203	248
Decommissioning	0,5	1,0	100	90	110
TOTAAL	10	12	1232	1109	1355

Tabel 6: Opbouw van de Carbon Footprint van Offshore Wind over de levensloop en inschattingen voor Nederland.

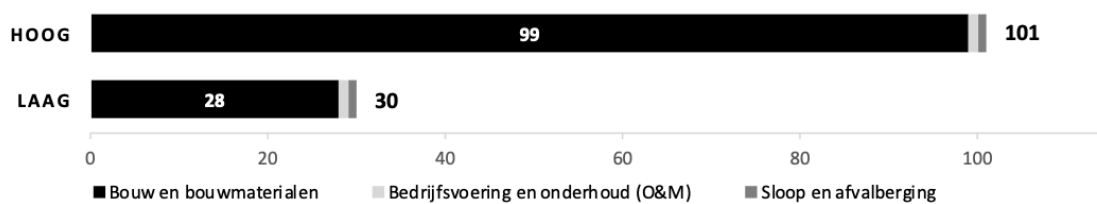
2.5 PV installaties

Er is minder zoninstraling in Nederland dan in de landen of locaties die vaak worden gebruikt in internationale onderzoeken naar de emissie-intensiteit van zonnestroom. Hierdoor zijn de cijfers uit internationale onderzoeken vaak niet representatief voor Nederland.

Volgens onze analyse ligt de emissie-intensiteit van elektriciteit uit nieuwe ZonPV installaties in Nederland tussen de 30 en 101 gram CO₂/kWh (Figuur 10).

Emissie-intensiteit van nieuwe PV installaties in Nederland

g CO₂/kWh (exclusief afschakelen)



Figuur 10: Bandbreedte van de emissie-intensiteit van zonnestroom van nieuwe PV installaties in Nederland (excl. afschakelen).

Deze emissie-intensiteit wordt net als bij windturbines bepaald door de *capaciteitsfactor*, de *levensduur* en de *carbon footprint*. Vanwege de onduidelijkheid zijn hier optimistische en pessimistische inschattingen van experts gebruikt – zie Tabel 7 voor deze inschattingen en daaruit volgende scenario's HOOG en LAAG. De werkelijkheid ligt zeer waarschijnlijk binnen deze bandbreedte. De inschattingen worden hieronder nader toegelicht.

Emissie-intensiteit van een nieuw ZonPV systeem in Nederland				LAAG	HOOG
Exclusief curtailment					
Capaciteitsfactor	%	<i>a</i>		9%	9%
Levensduur	jaar	<i>b</i>		25	15
Totale opwek	MWh/kWp	$c=8760*a*b/1000$		20	12
Carbon Footprint	kg CO ₂ /kWp	<i>d</i>		600	1200
Carbon Intensity	g CO ₂ /kWh	$e=d/c$		30	101

Tabel 7: Bandbreedte van de emissie-intensiteit van een ZonPV systeem in Nederland

Impact van curtailment op emissie-intensiteit. In Tabel 7 en Figuur 10 is het effect van afschakelen niet meegenomen. In Nederland wordt steeds meer zonnestroom afschakeld – in 2024 al 55% van de opwek van sommige PV installaties. Dit stijgt de komende jaren naar 60-75%. Bij scenario LAAG stijgt de emissie-intensiteit dan naar 75 - 120 g CO₂/kWh en bij scenario HOOG naar 252 - 404 g CO₂/kWh.

NB: Het PBL verwacht voor de Nederlandse elektriciteitsmix in 2025 een emissie-intensiteit van 190 g CO₂/kWh.

2.5.1 Capaciteitsfactor van ZonPV in Nederland: 9%

In Texas of Marokko halen zonnepanelen 1.800-2.100 vollasturen per jaar en daarmee een capaciteitsfactor tot 20%. Deze factor wordt in veel internationale publicaties gebruikt maar is niet representatief voor Nederland, Duitsland, Engeland of België.

Onder ideale omstandigheden levert een PV systeem in Utrecht levert 1.100 vollasturen per jaar⁷. Maar het gemiddelde in Nederland is 800-840 vollasturen - volgens het PBL [PBL-2024] en volgens recent praktijkonderzoek [Sark-24]. De praktische capaciteitsfactor is 9,1-9,5%.

Wij gebruiken daarom 9,3% voor de beide scenario's. NB: het NPE gaat ook uit van 9%⁸.

Toelichting verschillen tussen ideale omstandigheden en de praktijk

Deze verschillen worden in Tabel 8 toegelicht. De tabel gaat vooral in op grotere PV systemen omdat het aantal nieuwe installaties op woningen sterk is gedaald vanwege het einde van de salderingsregeling.

	Ideale situatie	Praktijk	Toelichting	Impact op opwek (vollasturen)
Oriëntatie van de panelen	Op het zuiden; 38° tilt	Oost-West; 10° tilt	Vanwege de windbelasting, constructiekosten, onderlinge beschaduwning, opwek per m ² worden zonnepanelen al jaren 'Oost-West' geplaatst ipv optimaal zuid.	175
Omvormer vermogen (% van PV vermogen)	100%	50-60%	Vanwege netcongestie is sinds 2024 in de SDE++ voorwaarden een maximum AC/DC verhouding toegestaan van 50%. Geen grote impact omdat omvormers in grote projecten vaak al op 60-70% werden gedimensioneerd ivm kostenoptimalisatie.	50
Degradatie	0%	2% jaar 1, daarna 0,5% p.j.	Door inherente eigenschappen van halfgeleiders (zoals <i>light induced degradation</i>) gaan alle zonnepanelen langzaam achteruit. Microcracks in de cellen, hotspots en vergeling van de encapsulant kunnen de degradatie versnellen.	40-100
Thermisch	Vrije veld	Op dak	Systemen op daken worden warmer dan in het vrije veld, hierdoor daalt de opwek.	20

Tabel 8: Verschillen tussen ideale omstandigheden en de praktijk.

2.5.2 De gemiddelde levensduur van zonnepanelen: 15-25 jaar

In veel internationale rapporten gaat men uit van een levensduur van 20 of 25 jaar voor zonnepanelen. De levensduur van een zonnepaneel wordt bepaald door:

- *Natuurgeweld* – grote hagelstenen, windhoos, bliksem, brand
- *Economische vervanging* (repowering) - soms al na 6 - 10 jaar

⁷ Berekening via PVGIS, zie https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

⁸ Opmerkelijk: TNO gaat in de scenario's ADAPT/TRANSFORM 2050 uit van 11% voor ZonPV.

- *Technische oorzaken* – gebroken glas, microcracks, hotspots, vergeelde encapsulant, corrosie van busbars, doorgebrande diodes, scheuren in de backsheet.

Het is bewezen dat zonnepanelen 25 of zelfs 30 jaar mee kunnen gaan. Maar lang niet alle zonnepanelen zijn ontworpen voor zo'n lange levensduur. En ook bij hoogwaardige zonnepanelen kan natuurgeweld (of *repowering*) roet in het eten gooien.

In de praktijk zijn de meeste panelen die 25 jaar geleden werden geïnstalleerd - in het jaar 2000 - al lang vervangen. De panelen van nu zijn onvergelijkbaar met de panelen van destijds: de efficiency is nu twee keer zo hoog en de prijs een factor 20 lager.

Er bestaan veel verschillende meningen over de levensduur van de huidige zonnepanelen, en pas over 25 jaar weten we hoe het echt zit. Hieronder worden een aantal indicatoren toegelicht.

Theoretische levensduur

In theorie kunnen zonnecellen en zonnepanelen 25 jaar of zelfs 30 jaar meegaan – dat is bewezen met zonnepanelen die in de jaren '80 zijn geproduceerd⁹. Deze panelen zijn in technisch opzicht echter onvergelijkbaar met de huidige zonnepanelen: de zonnepanelen waren destijds zeer smal, gebruikten relatief dure materialen terwijl de silicium cellen drie keer zo dik waren als nu. Het paneeloppervlak is nu vier keer zo groot terwijl het glas dunner is. Ook de technologie verandert steeds: de celtechnologie, de verbinding tussen de cellen. Elke verandering van ontwerp, materialen en technologie brengt risico's met zich mee.

Levensduur in de praktijk

Tests. Er zijn geen tests waarmee de levensduur kan worden voorspeld. De test die wel verplicht is voor markttoelating (IEC-61215) toont alleen aan dat het zonnepaneel onder normale omstandigheden niet in de eerste 5 jaar kapot gaat.

Produktgarantie. De produktgarantie¹⁰ van de grote meerderheid van zonnepanelen is 10, 12 of 15 jaar. Al zegt ook een productgarantie in de praktijk niet zo veel omdat er geen *test* is die een module moet doorstaan op basis waarvan dat jaartal kan worden bepaald. Overigens hebben veel zonnepanelenproducenten zelf ook een beperkte levensduur¹¹.

Empirisch onderzoek. Er zijn helaas vrijwel geen brede empirische onderzoeken gedaan naar de levensduur van zonnepanelen. Uit één onderzoek kwam een levensduur van 12 jaar en een ander onderzoek gaf ook aan dat een flink deel al voor het 15^e jaar kampt met problemen:

⁹ Project Ticino Solare: zie www.supsi.ch/isaac/dms/isaac/docs/fotovoltaiico/TISO/TISO_Catalogo_Web_2022.pdf

¹⁰ Het gaat hier om de produktgarantie, niet om de verwarrende '*performance warrantee*'.

¹¹ De meerderheid van de top 20 PV-producenten van het jaar 2010 is inmiddels gestopt of failliet.

- In 2022 werden in Tsjechië 85 grotere PV-installaties onderzocht. Deze waren in de periode 2009-2010 geïnstalleerd van alleen 'Tier 1' producenten¹². Vanaf het 10^e jaar steeg het aantal kapotte panelen en omvormers snel. Na jaar 12 waren alle zonnepanelen vervangen - al speelt repowering hier vast ook een rol.
- Een groot veldonderzoek van Dupont over 550 installaties over 3 continenten toonde aan dat de backsheets van de meerderheid van zonnepanelen al na 5 of 10 jaar sterk waren gedegradeerd¹³. Nu is Dupont zelf producent van de dure Tedlar backsheets en geen onafhankelijke onderzoeker. Ook betekent het niet dat deze panelen geen stroom meer opwekten. Een gemiddelde levensduur van 25 jaar lijkt echter onwaarschijnlijk.

Conclusie: Verwachte levensduur van PV installaties

Een deel van de zonnepanelen zal de 25 jaar halen maar het lijkt niet realistisch om dit als representatief gemiddelde te nemen. Het is wel mogelijk de 25 jaar te halen bij de juiste keuzes en omstandigheden. Daarom gebruiken we in onze analyse voor het optimistische scenario 25 jaar.

Gezien de produktgarantie (vaak 10, 12 of 15 jaar), gezien de bovengenoemde empirische onderzoeken en de zorgen bij experts over de steeds grotere panelen met steeds dunner glas, gebruiken we voor het pessimistische scenario een levensduur van 15 jaar.

2.5.3 De Carbon Footprint van een PV systeem: 600 – 1200 kg CO₂ per kW_p

Volgens LCA-studies van PV-installaties zijn de zonnepanelen dominant in de carbon footprint van een PV-systeem, al dragen ook andere systeemcomponenten daaraan bij (omvormers, onderconstructie, kabels etc). Tijdens de operationele fase zijn er weinig emissies en ook tijdens de sloop en afvalverwerking¹⁴ zijn de emissies gering.

Tabel 9 toont de Carbon Footprint voor PV-installaties op dak of op land voor twee soorten zonnepanelen:

- *Mainstream* zonnepanelen - op basis van kristallijn silicium en geproduceerd in China.
- *Ultra-low carbon* zonnepanelen - op basis van 'dunne-film' zonnecellen zoals CdTe.

¹² M. Libra et al., *Reduced real lifetime of PV panels – Economic consequences*, Solar Energy, Volume 259, 2023, doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.063

¹³ J. Tracy et al, *Survey of Material Degradation in Globally Fielded PV Modules*, 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 0874-0879, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981140.

¹⁴ Het staal en aluminium van de onderconstructies zijn waardevolle materialen, samen met het aluminium frame en de koperen kabels. Deze worden gerecycled tot nieuw staal, aluminium en koper. Het laminaat van glas, zonnecellen en kunststoffen wordt vergruisd en verbrand. De emissies zijn relatief klein. De resten worden vooral gebruikt als wegfundering.

Er zitten grote verschillen in de carbon footprint van deze twee zonnepanelen: de klimaatvriendelijkste zonnepanelen gebruiken geen silicium maar CdTe zonnecellen. Deze panelen hebben een 3-4 keer lagere carbon footprint. Helaas is het marktaandeel van dergelijk ultra-low carbon zonnepanelen gering.

Standaard silicium zonnepanelen komen vrijwel allemaal uit China. Ze zijn goedkoper en hebben een iets hogere efficiency; daardoor hebben ze een marktaandeel boven de 95%. Helaas hebben ze ook een carbon footprint van ongeveer 1000 kg CO₂/kWp.

Carbon Footprint kg CO ₂ /kWp	PV-op-Dak		PV-op-Land	
	Ultra-Low	Mainstream	Carbon	Mainstream
	Carbon Systeem	PV systeem	Systeem	PV systeem
Zonnepanelen	270	1.000	270	1.000
Montagematerialen	70	160	160	480
Omvormers	25	40	25	40
DC kabels	15	30	15	30
Transport	10	30	10	30
Installatieproces	10	20	10	20
Gebruiksfase	10	20	10	20
End-of-life	10	20	10	20
	420	1.320	510	1.640

Tabel 9: Carbon Footprint van vier soorten PV systemen, exclusief AC kabels.
Bron: Pianoo-2024

De gemiddelde Carbon Footprint van nieuwe PV installaties

Tabel 9 toont een minimale carbon footprint van 420 kg CO₂/kWp. Dat kan echter alleen als ultra-low carbon zonnepanelen op een dak worden geïnstalleerd en als alle factoren meezitten. Zo'n systeem is erg zeldzaam. Aan de andere kant van het spectrum staat 1640 CO₂/kWp voor een grondgebonden PV systeem met mainstream zonnepanelen waarbij andere factoren tegenzitten. Ook dit is zeldzaam.

De volgende ontwikkelingen zullen overigens zorgen voor een geleidelijke daling van de gemiddelde carbon footprint van zonnepanelen:

- De carbon footprint van mainstream zonnepanelen zal dalen vanwege de stijgende efficiency, dunnere cellen en een gunstigere energiemix in China.
- Het marktaandeel van dunnefilm zonnepanelen (met een lage carbon footprint) kan stijgen zodra Perovskiet-technologie commercieel beschikbaar wordt.

In Nederland zijn ook beleidskeuzes van belang:

- Gaat de overheid een maximale limiet instellen op de Carbon Footprint van zonnepanelen, zoals Frankrijk al sinds 2018 doet?
- Verandert de verhouding grondgebonden / dak (was lang 35% vs 65%)?

Conclusie: 600-1200 kg CO₂ per kWp

Volgens onze inschatting ligt de gemiddelde carbon footprint van PV systemen in Nederland de komende 15 jaar tussen de **600** kg CO₂/kWp (indien eisen snel worden ingevoerd – *scenario LAAG*) en **1200** kg CO₂/kWp (geen eisen of zwakke eisen - *scenario HOOG*).

3 CUMULATIEVE EMISSIES VAN DE TWEE SCENARIO'S

In dit hoofdstuk worden de cumulatieve emissies van de twee scenario's '*NPE*' en '*Klimaatoptimaal*' toegelicht.

Doel

De mate van klimaatopwarming wordt bepaald door de cumulatieve broeikasgasemissies tot het jaar waarin de uitstoot wereldwijd op 'netto-nul' uitkomt. Daarna zal de concentratie van broeikasgassen in de atmosfeer afnemen en daarmee ook de klimaatopwarming. Europa wil de *netto-nul* in 2050 bereiken en China in 2070. Maar wereldwijd is het een grote vraag wanneer dit lukt¹⁵ - hopelijk ruim vóór het jaar 2100.

Belangrijker dan het jaartal waarin de *netto-nul* wordt bereikt zijn de cumulatieve emissies tot dat moment. Die cumulatieve emissies bepalen de temperatuurstijging; niet het jaartal.

Om het klimaateffect van de twee scenario's te vergelijken berekenen we de cumulatieve emissies van de bouw tot en met het jaar 2100.

Uitgangspunten

De volgende uitgangspunten worden voor deze scenario's gebruikt:

- De fossielvrije elektriciteitsmix is in 2040 gereed.
- Gemiddeld is de bouw van alle benodigde installaties en systemen in 2035 gereed.
- De elektriciteitsvraag bedraagt 200 TWh in 2040.
Dit is twee keer de huidige elektriciteitsvraag (106 TWh in 2024) en het lijkt op de prognoses van PBL, TNO en het NPE.
- De vraag van 200 TWh per jaar blijft gelijk van 2040 tot en met 2100.

De twee scenario's

In de analyse worden de volgende twee scenario's vergeleken:

I. *NPE (Nationaal Plan Energiesysteem)*

Dit is het geldende kabinetsbeleid en daarmee ons referentiescenario:
10% uit kernenergie; 87% uit zon en wind; 3% uit afval en groen gas.

II. *Klimaatoptimaal*

95% opgewek uit kernenergie, 5% uit groen gas en biomassa.

¹⁵ Het is onzeker of *netto-nul* wereldwijd wordt gehaald in 2100. Europa heeft moeite de klimaatdoelen te halen en de VS hebben klimaatdoelen afgeschaft. In de rest van de wereld stijgt het verbruik - de wereldwijde kolen-, olie- en gasvraag stijgt nog elk jaar. Rusland en snelgroeiende landen in Afrika hebben nog geen netto-nul doeljaar.

Opgesteld vermogen en elektriciteitsproductie per type

In § 3.1 wordt het opgesteld vermogen en het percentage van de elektriciteitsproductie bepaald - per type opwek en per scenario.

De berekening en de structuur van dit hoofdstuk

De cumulatieve emissies worden berekend door bij elkaar op te tellen:

1. De variabele emissies die horen bij de geleverde elektriciteit (§3.2)
2. De vaste emissies die horen bij de opgestelde elektriciteitsproductie (§3.3)
3. De vaste emissies (materialen, bouw, onderhoud, sloop) van het systeem (§3.4):
 - Elektriciteitskabels en transformatoren
 - Batterijopslag
 - Electrolyzers voor elektriciteitsopslag in waterstofgas
 - Pijpleidingen, compressoren en opslag voor waterstofgas
4. De emissies vanwege vervanging tijdens de periode (§3.5).

Ten laatste worden de cumulatieve emissies van de beide scenario's bepaald in § 3.6.

3.1 Opgesteld vermogen en elektriciteitsproductie in beide scenario's

Opgesteld vermogen

Een elektriciteitsvraag van 200 TWh vergt een *gemiddeld* vermogen van 23 GW per uur. Op piekmomenten (begin van de avond in de winter) is naar onze verwachting 32 GW nodig.

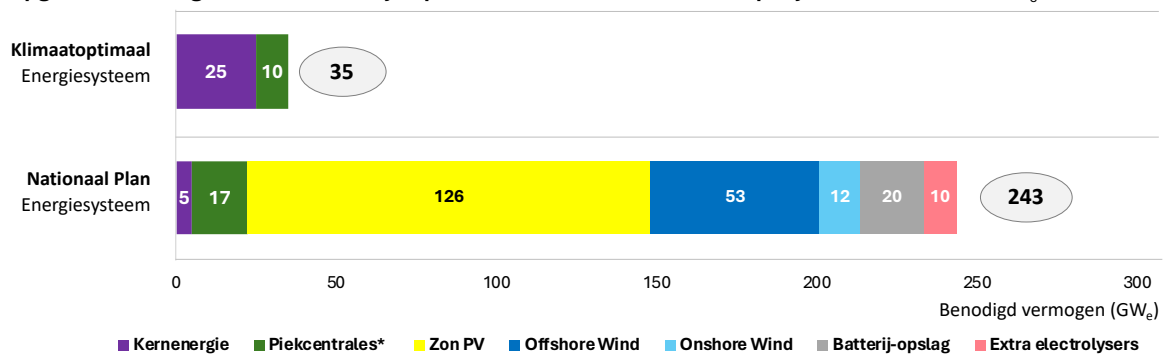
Figuur 11 toont dat bij de *Klimaatoptimale mix* een totaal opgesteld vermogen van 35 GW volstaat. Deze mix bestaat uit 25 GW aan kernenergie en 10 GW aan flexibel vermogen via groen gas en kort-cyclische biomassa.

Voor Scenario NPE is een opgesteld vermogen van 243 GW nodig¹⁶ - zeven keer meer vermogen dan in het klimaatoptimale scenario (35 GW) en tien keer het gemiddelde verbruik.

Met zeven keer meer vermogen is het evident dat scenario NPE ook een veelvoud aan materialen, landoppervlak, arbeid en investeringen vergt. De carbon footprint is ook fors hoger zoals blijkt vanaf §3.2.

¹⁶ Het officiële scenario NPE gaat uit van een opgesteld vermogen in 20250 van 293 GW voor zon, wind en kernenergie, aangevuld door een nog onbekend vermogen aan batterijen en electrolyzers om jaarlijks 273 TWh op te wekken. In onze analyse zijn alle vermogens lineair teruggeschaald naar een vraag van 200 TWh in 2040.

Opgesteld vermogen voor fossielvrije opwek van 200 TWh elektriciteit per jaar in Nederland GW_e



Figuur 11: Benodigde capaciteit in GW per scenario.

* Piekcentrales: gedurende piekuren verbranden deze groen gas of kortcyclische biomassa.

Opbouw van ons referentiescenario: NPE. Het is de bedoeling in deze analyse om het officiële ‘NPE’ zo goed mogelijk te benaderen. Hiervoor is het vermogen volgens de mix van het NPE in 2050 teruggeschaald van een elektriciteitsvraag van 273 TWh in 2050 naar een vraag van 200 TWh in 2040.

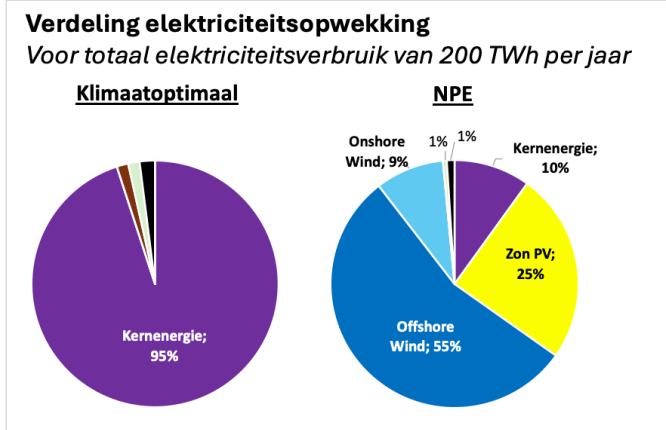
Batterijen en electrolyzers. Helaas wordt in het NPE de benodigde capaciteit aan batterij-opslag en electrolyzers niet genoemd. Wel refereert het NPE hier aan TNO’s ‘ADAPT’ scenario dat in veel opzichten lijkt op het NPE. Daarom hebben we de vermogens aan electrolyzers en batterijen uit TNO’s scenario ‘ADAPT’ gebruikt (en teruggeschaald).

Waterstof, afval, groen gas. Het opwekvermogen uit waterstof, groen gas en afvalverbranding wordt helaas ook niet gespecificeerd in het NPE. Ook hier hebben we de cijfers uit TNO ADAPT gebruikt en teruggeschaald.

Elektriciteitsopwek per type

Figuur 12 toont het aandeel per type opwek in beide scenario’s.

Scenario NPE. De opwekpercentages voor zon (25%), offshore wind (55%), onshore wind (9%) en kernenergie (10%) zijn overgenomen uit het NPE. De percentages opwek uit waterstof en groen gas komen uit TNO’s ADAPT.



Figuur 12: Aandeel in de elektriciteitsproductie in beide scenario’s.

Scenario Klimaatoptimaal. In dit scenario wordt 95% van de elektriciteit opgewekt door kerncentrales. Alleen tijdens piekuren in de winter worden piekcentrales ingezet die draaien op groen gas en biomassa. Hiervoor wordt groen gas gedurende het jaar opgeslagen in de grote gasbergingen in Norg en Bergermeer. De kerncentrales zijn in de winter in principe beschikbaar op vol vermogen. Splijtstofwissels en onderhoud worden gepland buiten de wintermaanden.

3.2 Variabele broeikasgasemissies

Variabele emissies zijn in beide scenario's alleen van toepassing op kernenergie; de emissies van groen gas en biomassa tellen niet mee¹⁷.

Bij de productie van de splijtstof - winning van uraniumerts, de zuivering, de verrijking, het verpakken in dunne metalen buizen en het transport – komen emissies vrij.

Volgens §2.3.1 wordt dit voor nieuwe kerncentrales in Nederland ca. 1,5 gram CO₂ /kWh.

Deze emissies zullen in de loop van deze 60 jaar waarschijnlijk nog iets naar beneden gaan omdat diverse processen langzaam schoner of efficiënter zullen worden, evenals de elektriciteitsmix die belangrijk is voor de verrijking met ultracentrifuges. Uit voorzorg houden we echter het getal 1,5 aan over de gehele periode.

Volgens Tabel 10 zijn de cumulatieve variabele emissies 1,8 en 17,1 megaton CO₂.

Variabele emissies door inzet kernenergie	Aandeel in opwek	Opwek uit kernenergie	Emissies per kWh	Emissies per TWh	Emissies per jaar	Periode	Cumulatieve emissies
	%	TWh /jr	g CO ₂ /kWh	kton CO ₂ /TWh	kTon CO ₂	jaar	megaton CO ₂
NPE	10	20	1,5	1,5	30	60	1,8
Klimaatoptimaal	95	190	1,5	1,5	285	60	17,1

Tabel 10: Cumulatieve variabele emissies in beide scenario's.

3.3 Vaste broeikasgasemissies van de elektriciteitsproductie

Vaste emissies per GW vermogen

Tabel 11 toont de vaste broeikasgasemissies voor de bouw, bedrijfsvoering en onderhoud en de sloop en afvalverwerking per GW elektrisch vermogen.

In Hoofdstuk 2 werd al een Hoge en een Lage inschatting gemaakt van deze emissies.

Voor de cumulatieve totale emissies hebben we gekozen om te werken met één aanname om de vergelijking van de scenario's overzichtelijker te houden. Deze aanname wordt voor elk type elektriciteitsproductie kort toegelicht in de tabel.

¹⁷ Bij het verbranden van groen gas en kortcyclische biomassa komen fysiek CO₂-emissies vrij, maar deze tellen volgens IPCC afspraken niet mee omdat deze emissies er ook waren geweest als ze in de natuur waren vergaan.

VASTE BROEIKASGASEMISSIES - Bouw en Bouwmaterialen, Bedrijfsvoering & Onderhoud, Sloop					
	Bron	Lage inschatting kton CO2/GW	Hoge inschatting kton CO2/GW	Aanname kton CO2/GW	Toelichting
Zon PV	Zie §2.5	600	1.200	800	Momenteel zitten de meeste PV installaties rond de hoge inschatting, slecht een paar procent gebruikt low-carbon panelen. Maar de efficiency van zonnepanelen zal blijven stijgen en de carbon footprint zal langzaam dalen, ook door de steeds schonere energiemix van China. Dit wordt deels tegengegaan door de verschuiving van Zon-op-Dak naar Zon-op-Land (het NPE vergt 5 keer het huidige PV vermogen terwijl steeds minder daken beschikbaar zijn).
Offshore Wind	Zie §2.4	1.109	1.355	1.230	Dit is het gemiddelde van de inschattingen. Hoe meer windparken worden gebouwd des te verder staan deze uit de kust. Dit wordt deels gecompenseerd door efficiencyverbeteringen van de windturbines en door staal en beton met een lagere carbon footprint.
Onshore Wind				615	De carbon footprint van onshore wind is ingeschat als de helft van offshore wind. Immers: minder staal voor de fundering, geen zeekabels, veel kleinere transformatoren.
Kernenergie	Zie §2.3	370	550	550	De hoge inschatting, om juist bij kernenergie zeker en voorzichtig te zijn.
Piekcentrales (groen gas, waterstof, biomassa)	UNECE-2024	100	100	100	Groen gas en waterstof worden in een gascentrale verbrand. Biomassa in centrales die lijken op kolencentrales. De carbon footprint van gas- en kolencentrales zijn vrijwel gelijk volgens diverse bronnen (oa IEA, UNECE).

Tabel 11: Vaste broeikasgasemissies van elektriciteitsproductie per GW vermogen.

Vaste broeikasgasemissies (BKG-emissies)

Tabel 12 toont de vaste emissies van de elektriciteitsproductie voor beide scenario's: **15 megaton CO₂** bij 'Klimaatoptimaal' en **178 megaton CO₂** (12x hoger) bij de NPE-mix.

	I - NPE			II - Klimaatoptimaal		
	Opgesteld vermogen	Vaste BKG emissies	Totale emissies	Opgesteld vermogen	Vaste BKG emissies	Totale emissies
	GW	kton CO2/GW	megaton CO2	GW	kton CO2/GW	megaton CO2
Zon PV	126	800	101			-
Offshore Wind	53	1230	65			-
Onshore Wind	12	615	7			-
Kernenergie	5	550	3	25	550	14
Piekcentrales	17	100	2	10	100	1
TOTAAL			178			15

Tabel 12: Vaste broeikasgas-emissies van de elektriciteitsproductie in beide scenario's, uitgedrukt in megaton CO₂

3.4 Vaste emissies van de infrastructuur en de opslag

Ook voor infrastructuur (pijpleidingen en netwerken) en energie-opslag zijn materialen, bouwwerkzaamheden, transport en dergelijke nodig en daarmee broeikasgasemissies.

Tabel 13 toont de inschattingen van deze emissies; deze worden hieronder nader toegelicht.

Vaste emissies door infrastructuur en elektriciteitsopslag		I - NPE		II - Klimaatoptimaal
megaton CO ₂		Laag	Hoog	
Batterij-opslag		8	10	-
Extra electrolyzers		2	5	-
Extra elektriciteitskabels en transformatoren		9	18	-
Extra infrastructuur voor waterstofgas		1	5	-
Emissies door lekkage van waterstofgas		1	5	-
TOTAAL		21	43	0

Tabel 13: Vaste emissies voor de bouw en materialen benodigd voor infrastructuur en energie-opslag

3.4.1 Batterijopslag

Argonne National Laboratories is een groot Amerikaans onderzoekscentrum dat al jaren LCA studies maakt voor verschillende soorten batterijen. In hun onderzoek naar lithium batterijcellen kwam men uit op 73 kg CO₂ per kilowattuur opslagcapaciteit [Bron: ANL-2019].

Naast de batterijcellen zijn er ook andere componenten nodig. De grote netgekoppelde accu's die door het bedrijven als Gigastorage in Lelystad, Delfzijl en andere plaatsen worden neergezet bestaan niet alleen uit batterijcellen maar ook uit stalen containers met rekken, een betonnen fundering, omvormers, kabels, trafo's en airco's. Op basis van diverse bronnen hebben wij deze emissies, en de emissie voor transport en assemblage ingeschat op 30-60 kg CO₂/kWh capaciteit.

Samen komt dit neer op 100-130 kg CO₂/kWh. Bij de gebruikelijke verhouding van 4 kWh per kilowatt batterijvermogen betekent dit 400-520 kg CO₂ per kW opgesteld vermogen.

Geplande batterij-capaciteit

In de documentatie van het NPE wordt genoemd dat batterij-opslag nodig maar het is niet duidelijk hoeveel. Hiervoor wordt in de tekst verwezen naar TNO's scenario ADAPT dat qua opwek-mix redelijk vergelijkbaar is met het NPE. Als we de hoeveelheid vermogen van de batterij-opslag uit TNO's ADAPT scenario goed interpreteren, en dit terugschalen met 37% omdat TNO uitgaat van een elektriciteitsvraag van 315 TWh per 2050 terwijl het in onze scenario's gaat om 200 TWh, dan komen we uit op een batterijvermogen van 20 GW.

Vaste emissies van de batterijopslag in het NPE

Op basis van een vermogen van 20 GW batterijopslag en 400-520 kilo CO₂ per kilowatt vermogen komen deze vaste emissies neer op 8-10 megaton CO₂.

3.4.2 Electrolyzers voor het produceren van waterstof

In beide scenario's wordt een deel van de elektriciteitsproductie gebruikt voor waterstofelektrolyse. Deze waterstof wordt eventueel gebruikt in raffinaderijen en chemische fabrieken ter vervanging van de 'grijze waterstof' die nu met aardgas wordt geproduceerd¹⁸.

Het gaat in onze analyse hier alleen om de *extra* electrolyzers die nodig zijn in Scenario NPE om de pieken en dalen in de opwek van wind en zon op te vangen. Immers, in het scenario 'Klimaatoptimaal' is er *geen* elektriciteitsopslag nodig: kerncentrales leveren altijd de gevraagde hoeveelheid elektriciteit. Voor het beperkte aantal piekuren waarin de kerncentrales onvoldoende kunnen leveren worden piekcentrales op groen gas en biomassa gebruikt.

Groene waterstof om pieken en dalen op te vangen

Volgens het NPE en diverse 100% wind/zon scenario's wordt groene waterstof geproduceerd tijdens de uren met groot elektriciteitsoverschot uit wind en zon. Het gas wordt daarna opgeslagen in een gasberging. Tijdens Dunkelflautes en windloze nachten wordt het waterstofgas uit de gasopslagen gehaald en wordt het gas verbrand in een gascentrale. Volgens experts waaronder de 'waterstofgoeroe' Michael Liebreich is dit concept extreem inefficiënt en in feite onbetaalbaar. Desondanks blijft dit concept nog steeds staan in beleidsplannen.

'**Groene waterstof**' is de naam voor elektrolyse op basis van stroom uit wind en zon. De efficiency* van elektrolyse is ongeveer 65% mits volcontinu; bij wisselende stroomaanbod gaat de efficiency snel naar beneden. Grote electrolyzers moeten 24/7 draaien omdat het lang duurt en veel energie kost om alle processen op de benodigde temperatuur en druk te krijgen. Tijdens de *rampup* en *rampdown* zijn de verliezen hoog. Het af- en aanschakelen zorgt bovendien voor hogere onderhoudskosten.

'**Paarse waterstof**' is de naam voor elektrolyse met elektriciteit uit een kerncentrale. Als de electrolyser in de buurt van de kerncentrale wordt geplaatst kan de efficiency omhoog naar 90% omdat de elektrolyse op een hogere temperatuur kan plaatsvinden. Door deze hogere efficiëntie, de 24/7 productie van kernenergie, beperkte infrastructuur en lagere stroomkosten is paarse waterstof 3-5 keer goedkoper dan groene waterstof.

Emissies van electrolyzers

Er zijn verschillende LCA-studies verricht naar de carbon footprint van electrolyzers. Wij gebruiken inschattingen van gerenommeerde instituten uit Zwitserland en Zuid-Korea [Bron: EPFL-2024, KWRC-2024].

Voor alleen de 'stack' van de elektrolyser komt het EPFL uit op 100-300 kg CO₂/kW, afhankelijk van de specifieke technologie. Voor de overige installaties en het gebouw komt KWRC op 100-200 kg CO₂/kW. Zo komen we op een totaal van 200-500 kg CO₂/kW.

¹⁸ Grijze waterstof wordt onsite geproduceerd door onze industrie, via *steam methane reforming*, een reactie van aardgas en stoom op hoge temperatuur. In Nederland jaarlijks ca. 1 megaton aan grijze waterstof.

Benodigde elektrolyse-capaciteit

Helaas wordt de benodigde hoeveelheid elektrolyse-capaciteit niet getoond in het NPE. Wel verwijst het NPE ook hiervoor naar het TNO scenario 'ADAPT'. Daarin wordt de elektriciteitsopwek uit groene waterstof wel gegeven en daaruit kan worden afgeleid dat voor de vraag van 200 TWh in onze analyse er minimaal 10 GW aan elektrolyse-capaciteit nodig is voor het opvangen van de Dunkelflautes en windloze nachten.

Emissies door de extra electrolyzers die nodig zijn in het NPE

Gegeven de bovengenoemde cijfers (10 GW en 200-500 kg CO₂/kWp) komen de emissies door de extra electrolyzers in het NPE uit op **2-5 megaton CO₂**.

3.4.3 Elektriciteitsinfrastructuur: kabels en transformatoren

Het recente rapport *'Schakelen naar de toekomst – IBO bekostiging elektriciteitsinfrastructuur'* werd geschreven voor een interdepartementaal beleidsonderzoek vanuit verschillende ministeries. Volgens dit rapport, dat in maart 2025 in het nieuws kwam, gaat het aanleggen van elektriciteitsinfrastructuur tot 2040 ongeveer € 195 miljard kosten met een bandbreedte van € 136-253 miljard. Zoals het rapport zegt: in de orde van € 10.000 per inwoner. De netwerkkosten van onze elektriciteitsrekeningen stijgen hierdoor met een factor drie. Het rapport gaat hierbij uit van het scenario *"Nationaal Plan Energiesysteem"*.

Van de € 195 miljard is € 88 miljard afkomstig voor 38 GW aan offshore wind; € 107 miljard is voor infra op land. Het rapport stelt ook (pag 30): *"andere systeemkeuzes, zoals meer kernenergie in plaats van wind op zee, leiden volgens eerste inschatting niet tot lagere systeemkosten"*.

Deze opmerking is opvallend want volgens onze inschatting wordt de benodigde investering voor scenario 'Klimaatoptimaal' 75% lager: ca. € 50 miljard in plaats van €195 miljard.

Onze inschatting: 75% lagere netwerkinvestering voor Scenario "Klimaatoptimaal"

Dit komt door:

- Geen offshore wind - dit bespaart € 88 miljard voor het netwerk op zee.
- 60-75% lagere investeringen in de middenspanningsnetten. Deze worden grotendeels veroorzaakt door de decentrale opwek van windturbines en zonneparken op land.
- 80-90% lagere investeringen in de hoogspanningsnetten. In Scenario NPE moet het hoogspanningsnetwerk 193 GW aan elektriciteitsproductie aansluiten en transporteren. In scenario Klimaatoptimaal wordt slechts 35 GW aangesloten en getransporteerd. De kerncentrales in dit scenario komen deels op de plaats van bestaande gas- en kolencentrales - met bestaande hoogspanningstracees. Bovendien

worden de kerncentrales (als SMR's) deels vlakbij grote industriële verbruikers geplaatst. Ook daardoor zijn er veel minder hoogspanningsleidingen nodig.

- 20-30% lagere investering in de distributienetten aan de vraagkant, omdat extra distributiecapaciteit voor invoeding van 'zon-op-dak' niet meer nodig is. De rest (70-80% van deze investering) is nog wel nodig om de groei in elektrische auto's en warmtepompen op te vangen.

Wat betekent dit voor de emissies?

De emissies horende bij de kabels en transformatoren op zee werden in § 2.4 al meegenomen in de emissies van offshore wind. De investeringen voor de infrastructuur op land is circa € 57 miljard hoger in scenario NPE dan in scenario Klimaatoptimaal.

De emissies horende bij deze € 57 miljard aan extra investeringen in kabels, transformatoren, hoogspanningsmasten, graafwerkzaamheden etcetera schatten wij in op **9-18 megaton CO₂**.

3.4.4 Pijpleidingen, compressors en opslagfaciliteiten voor waterstofgas

Er is helaas geen informatie hoe de waterstofinfrastructuur voor het NPE er uit zou zien:

- hoeveel kilometers pijpleiding met welke diameters en van welke soort staalsoorten
- hoeveel compressors met welk vermogen en van welk type
- installaties voor het afkoelen en vloeibaar maken van waterstofgas
- installaties voor het weer opwarmen en gasvorming maken van vloeibare waterstof
- opslagfaciliteiten – hoeveel capaciteit en via welke methode – in stalen tanks, in lege aardgasvelden, in zoutcavernes, .. ?

De technische details ontbreken. Ook de kosten voor deze infrastructuur zijn niet in kaart gebracht. Het is daarom zeer moeilijk om de emissies door deze waterstof-infrastructuur in te schatten. Wij komen zeer via ruwe inschattingen uit op een range van **1-5 megaton CO₂**.

3.4.5 Emissies door lekkage van waterstofgas

Waterstofgas is een 11 keer krachtiger broeikasgas dan CO₂, in vaktermen: '1 kg waterstof heeft een Global Warming Potential (GWP) gelijk aan 11 kg CO₂-equivalent'. Waterstofgas is ook het kleinste molecuul en staat erom bekend dat het bijna overal doorheen lekt.

Helaas hebben wij geen inschattingen gevonden van de percentages waterstof die weglekken bij het grootschalig produceren, comprimeren, transporteren, opslaan en decomprimeren van waterstof. Bij aardgas zijn deze inschattingen in de orde van 0,6%-2%.

Maar, zoals genoemd, waterstof is een kleiner molecuul. We schatten daarom dat 1%-4% weglekt met de opmerking dat ook hier betere inschattingen nodig zijn.

Jaarlijkse hoeveelheid waterstof voor elektriciteitsopwek

Zoals al eerder genoemd wordt de hoeveelheid elektriciteit die met waterstof wordt opgewekt om Dunkelflautes en dergelijke op te vangen niet expliciet genoemd in het NPE. Het lijkt erop dat men uitgaat van ongeveer 4 TWh per jaar in het NPE. Na terugschaling vanwege de lagere vraag in onze analyse (200 TWh p.j. in plaats van 273 TWh p.j.) nemen we voor onze analyse aan dat het gaat om 3 TWh.

Onder de aanname dat de gemiddelde efficiëntie van een gascentrale voor de piek-opwek ongeveer 50% bedraagt, is er 6 TWh aan waterstofgas nodig. Waterstofgas heeft een energieinhoud van 120 MJ per kilogram. Omgerekend komt dit er op neer dat er jaarlijks **180 kton** waterstofgas nodig is voor elektriciteitsproductie.

Broeikasgasemissies door de lekkage van waterstofgas - van 2040 tot en met 2100

Gegeven de bovengenoemde uitgangspunten en inschattingen:

- de periode van 60 jaar;
- 1-4% lekkage;
- jaarlijkse hoeveelheid waterstof van 180 kton
- Global Warming Potential: 11

komt dit neer op **1,2-4,8** megaton CO₂-eq.

3.5 Emissies door vervanging tot en met het jaar 2100

Vanaf 2035 (het gemiddelde bouwjaar van het systeem) tot 2100 bestrijkt een periode van 65 jaar. Gedurende die periode moeten veel 'systeemcomponenten' zoals batterijen, electrolyzers, zonnepanelen en windturbines 2, 3, of 4 keer worden vervangen.

Bij het produceren van de benodigde materialen, bij de bouw, het transport en de assemblage komen er broeikasgasemissies vrij. De Carbon Footprint van de zonnepanelen, windturbines en batterijen zal geleidelijk dalen maar het tempo van die daling is onbekend.

3.5.1 Het tempo van de emissiedaling

Nederland en veel andere Westerse landen werken aan het verlagen van de nationale emissies. Vooral bij de elektriciteitsproductie is er al veel vooruitgang geboekt.

Maar in andere sectoren is er in Nederland - en in andere landen- nog weinig veranderd:

- Cementproductie (voor beton) vergt inherent aanzienlijke CO₂-emissies
- IJzer- en staalproductie gaat nog steeds met steenkool
- Mijnbouw van koper-, ijzer- en aluminiumerts gaat meestal met diesel en dynamiet
- Vele andere processen voor materiaalproductie in de zware industrie zijn ook in Europa nog niet vergroend
- Goederentransport (containerschepen, vliegtuigen, vrachtwagens) gaat nog vrijwel volledig met fossiele brandstoffen

Bijna alle Nederlandse en Europese industriële bedrijven hebben plannen gemaakt om de productie te vergroenen. Maar het kan vaak financieel niet uit en gezien de wereldwijde concurrentie is het de vraag of deze fabrieken gaan vergroenen of dat de productie in Europa wordt gesloten (zie de toelichting 'vergroenen of verhuizen').^{19, 20}

Bij zonnepanelen en batterijen is het tempo waarin China gaat vergroenen bepalend voor de emissies. Meer dan 95% van onze zonnepanelen en meer dan 90% van onze batterijen worden in China geproduceerd. Het Chinese marktaandeel in de electrolyzers en windturbines die in Europa worden geplaatst is ook groot en stijgt. Het is verder moeilijk voorstelbaar dat zonnepanelen en batterijen weer massaal in Europa zullen worden gemaakt: de energiekosten, materiaalkosten en salarissen zijn hier 2-3 keer duurder.

De daling van de carbon footprint voor onze zonnepanelen, batterijen, windturbines enzovoorts wordt daarom vooral bepaald door het tempo van industriële vergroening

¹⁹ Energiebelastingen, ETS-rechten, systeemkosten, netwerktarieven en nationale CO₂ heffingen resulteren voor grootverbruikers in 3-5 keer hogere energiekosten voor elektriciteit en gas in Nederland ten opzichte van de VS en China.

²⁰ Weliswaar gaat vanaf 2026 het 'Carbon Border Adjustment Mechanism' van start maar het is alleen van toepassing op zeven basisproducten: cement, ijzer en staal, aluminium, kunstmest, waterstof en elektriciteit maar niet op de half- of eindproducten die hiermee zijn gemaakt en ook bij de basisproducten zijn er vrijstellingen.

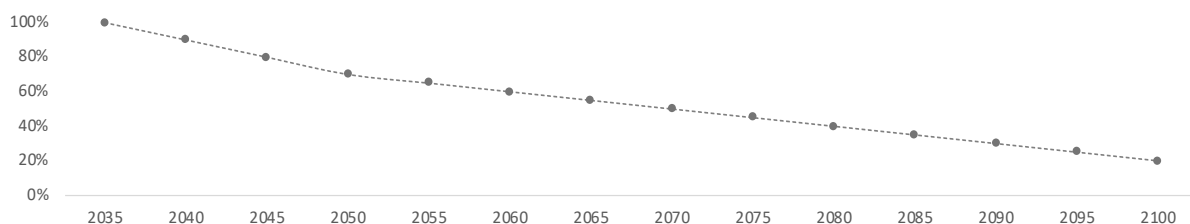
(mijnbouw, silicium productie, ijzer- en staalproductie etc.) in China. Helaas stijgen de Chinese broeikasgasemissies nog elk jaar. Ondanks de groei in wind- en PV-opwek worden er wekelijks nieuwe kolencentrales geopend en stijgt het Chinese kolenverbruik nog elk jaar.

Conclusie

De carbon footprint wordt deels bepaald door technische verbeteringen: door hogere windturbines stijgt de efficiëntie daalt de relatieve carbon footprint. De emissies van transport zullen ook geleidelijk dalen. In China bestaan er plannen voor het verder vergroenen van de industrie, waarbij echter rekening moet worden gehouden met de afschrijvingstermijn (20-30 jaar) van de vaak recent gebouwde centrales en fabrieken.

Op basis van deze factoren maken wij de inschatting - met een grote onzekerheid en onnauwkeurigheid - van de daling van de carbon footprint van zonnepanelen, electrolyzers, batterijen, windturbines en gascentrales die wordt getoond in Figuur 13.

Zoals te zien in de figuur verwachten we een geleidelijke daling naar 20% in het jaar 2100; hoe verder we komen des te moeilijker wordt het om de resterende emissies te elimineren.



Figuur 13: Onze inschatting van de relatieve daling van de carbon footprint van zonnepanelen, batterijen, electrolyzers, windturbines en gascentrales.

3.5.2 Hoeveel vervangingen zijn er nodig en hoeveel relatieve emissies komen er vrij?

Tabel 14 (volgende pagina) toont onze inschatting van de gemiddelde levensduur van de systemen die vanaf 2025 worden gebouwd, in welk jaar de systemen gemiddeld moeten worden vervangen, de *relatieve emissies* (de cijfers van Figuur 13 worden weergegeven in blauw) en tenslotte de *cumulatieve relatieve emissies* door vervanging.

In de toelichting wordt beschreven hoe deze zich verhoudt ten opzichte van de levensduur die de afgelopen jaren is waargenomen.

Resultaat

De laatste kolom becijfert de cumulatieve relatieve emissies van de vervangingen (ten opzichte van de vaste emissies tijdens de bouw in 2035).

Daarvoor worden de *relatieve emissies per vervangingsjaar* bij elkaar opgeteld. De eerste bouwperiode (2035, 100%) wordt uiteraard niet meegeteld voor de vervangingsemissies.

Vaste emissies door vervanging van het opgestelde vermogen

		2035	2040	2045	2050	2055	2060	2065	2070	2075	2080	2085	2090	2095	2100	
	<i>Relatieve vaste emissies</i>	100%	90%	80%	70%	65%	60%	55%	50%	45%	40%	35%	30%	25%	20%	
	<i>Levensduur</i>															
	<i>(jaar)</i>															
PV	20	1				1				1				1		TOTAAL VASTE EMISSIONS DOOR VERVANGING
Wind	20	1				1				1				1		135%
Batterijen	15	1			1			1			1			1		305%
Electrolyzers	20	1				1				1				1		135%
Piekcentrales	35	1							1							50%
		2035	2040	2045	2050	2055	2060	2065	2070	2075	2080	2085	2090	2095	2100	

Figuur 14: Aantal vervangingen per systeem en de daarvoor veroorzaakte emissies, ten opzichte van de vaste emissies in de eerste bouwperiode (2025-2040).

Kerncentrales en infrastructuur

De kerncentrales die nu worden gebouwd gaan minimaal 80 jaar mee; deze hoeven pas na het jaar 2110 worden vervangen. We gaan er ook vanuit dat de infrastructuur (elektriciteitskabels en transformatorstations; pijpleidingen, compressors en opslag voor waterstof) – minstens 80 jaar meegaat.

Toelichting op aannames voor de gemiddelde levensduur

De aannames voor de *gemiddelde* levensduur van zonnepanelen, windturbines, batterijen, electrolyzers en piekcentrales worden in Tabel 14 toegelicht.

In het algemeen hanteren we bij de levensduur het uitgangspunt van voorzorg - dat we aan de voorzichtige kant willen zitten en ons niet 'rijk' willen rekenen.

Gemiddelde levensduur (jaren)			
	Recent verleden		Toelichting op inschatting
	Laag	Hoog	
	2025-2100		
PV-installaties	15	25	20
			Het is in technisch opzicht goed bekend hoe een lange levensduur van zonnepanelen, onderconstructies en omvormers kan worden bereikt. Premium producten - met een fors hogere prijs - gebruiken de benodigde duurere materialen, dikker glas, dikkere aluminium frames en beter staal met betere corrosiebescherming. Maar hun marktaandeel is klein. Met politieke wil kan een lange levensduur worden afgedwongen door strenge technische eisen te stellen en door economische vervanging (repowering) te verbieden of financieel onaantrekkelijk te maken. Onze aanname is dat dergelijke maatregelen deels worden getroffen.
Windturbines	20	25	20
			Windturbines zijn nog niet uitontwikkeld, elk jaar worden ze hoger en groter. Windturbines van 15 jaar geleden zijn bijna onvergelykbaar met die van nu. Er is weinig bekend over de technische en economische levensduur van de windturbines die de afgelopen 10 jaar zijn geïnstalleerd. De empirische data uit het veld zijn wisselend: sommige installaties kampen met veel problemen en staan vaak stil, andere installaties hebben minder last van storingen. De 20-25 jaar levensduur waar velen nu van uitgaan is nog onzeker, zeker als het gaat om grote offshore windturbines. Er zijn geen specifieke eisen waarmee een lange levensduur wordt geborgd. Gezien de grote variatie, onbekendheden en risico's gaan we bij windturbines uit van een levensduur van 20 jaar.
Batterijen	8	12	15
			Voor de diverse soorten lithiumbatterijen die worden gebruikt voor thuisbatterijen en grote netbatterijen verwachten experts een levensduur van 5.000 tot 10.000 cycli. De leeftijd in <i>jaren</i> hangt af van het aantal cycli per jaar. Veel business cases gaan uit van 2 cycli per dag - opladen tijdens de twee prijsdalen (midden overdag en midden in de nacht) en ontladen tijdens de prijspieken (ochtend en begin avond). Nog iets vaker bij handelen via de onbalansmarkt. Dit vertaalt zich in een levensduur van 8 tot 12 jaar. Gezien verdere technische ontwikkelingen in de batterijtechnologie, en gezien een mogelijke verschuiving naar alternatieve batterij-technologieën met een langere levensduur (zoals solid state-, flow- en zoutbatterijen), verwachten we een levensduur die geleidelijk stijgt naar 15 jaar.
Electrolyzers	10	20	20
			Er zijn diverse soorten electrolyzers en deze werken met diverse soorten membranen, bij hogere en lagere temperaturen, hogere en lagere druk, verschillende katalysatoren. Er is nog weinig bekend over de levensduur omdat ook electrolyse pas sinds zeer kort op grote schaal bestaat. Op dit moment geven electrolyserproducenten een indicatieve levensduur in de orde van 10-20 jaar, zonder garantie. Ook bij elektrolyse wordt de levensduur bepaald door een mix aan technische (efficiency) en economische (onderhoudskosten) parameters. Wel verwachten we dat de levensduur via onderzoek en ontwikkeling geleidelijk kan stijgen naar 20 jaar.
Piekcentrales	30	40	35
			De technologie van piekcentrales is al uitontwikkeld: de branders en gasturbines en andere componenten zijn al lang bewezen. De levensduur wordt ingeschat op 30-40 jaar. Dit hangt af van het aantal draaiuren, het aantal starts-en stops, de kwaliteit van het onderhoud. Gemiddeld verwachten we een levensduur die vergelijkbaar is met de levensduur van de huidige gascentrales; volgens de IEA ongeveer 35 jaar [bron: IEA-2020].

Tabel 14: Verwachting ten aanzien van de gemiddelde levensduur vanaf 2025.

3.5.3 Conclusie: emissies door vervanging in de beide scenario's

Figuur 15 toont de cumulatieve emissies door de vervanging van het opgestelde vermogen tot het jaar 2100. Zoals eerder benoemd verwachten wij dat de infrastructuur en kerncentrales pas na deze periode hoeven te worden vervangen.

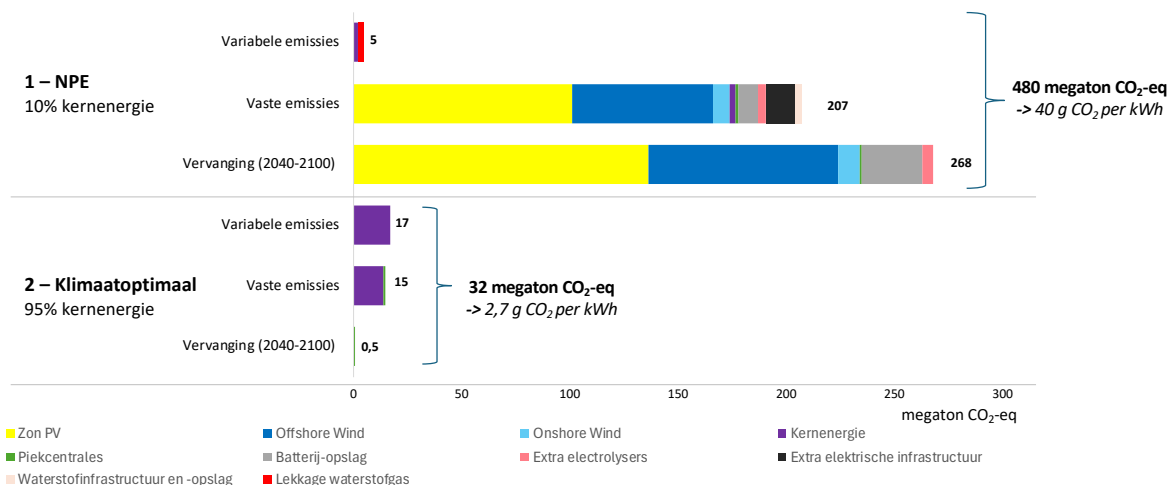
Relatieve emissies door vervanging %		I - NPE			II - Klimaatoptimaal		
		Opgesteld vermogen	Vaste BKG emissies	Emissies door vervanging	Opgesteld vermogen	Vaste BKG emissies	Totale emissies
		GW	kton CO2/GW	megaton CO2	GW	kton CO2/GW	megaton CO2
PV	135%	126	800	136	-	-	-
Offshore Wind	135%	53	1230	88	-	-	-
Onshore Wind	135%	12	615	10	-	-	-
Batterijen*	305%	20	460	28	-	-	-
Electrolyzers*	135%	10	350	5	-	-	-
Piekcentrales	50%	17	100	1	10	100	1
TOTAAL		268			0,5		

Figuur 15: Cumulatieve emissies door vervanging. *) Bij batterijen en electrolyzers is het gemiddelde genomen van de hoge en lage inschattingen in §3.4.

3.6 Conclusie: de totale broeikasgasemissies in beide scenario's

Figuur 16 toont de cumulatieve emissies van de beide scenario's. De figuur wordt verkregen door de emissies uit de bovenstaande paragrafen §3.2 - §3.5 samen te tonen en op te tellen²¹.

Totale cumulatieve emissies voor 200 TWh elektriciteit per jaar van 2040 t/m 2100
megaton CO₂-eq



Figuur 16: Cumulatieve totale emissies tot en met het jaar 2100 voor beide scenario's.

Resultaat

Uit Figuur 16 blijkt dat de cumulatieve broeikasgasemissies van scenario *Klimaatoptimaal* (32 megaton CO₂) een factor 15 kleiner zijn dan die van scenario *NPE* (480 megaton CO₂).

Onzekerheden

Uiteraard zijn er onzekerheden, zoals in diverse paragrafen benoemd. Sommige factoren zullen meevallen en andere zullen tegenvallen. Maar zelfs als alle inschattingen van scenario NPE in werkelijkheid 30% gunstiger uivallen is het verschil nog steeds een factor 10.

Een nog niet genoemde bron van onzekerheid zit in de *timing*. Wat lukt eerder:

- A) 25 GW aan kerncentrales, of
- B) 126 GW aan PV + 65 GW aan windturbines + 10 GW aan electrolysers + 18 GW aan batterij-opslag + elektriciteitsinfra + waterstofnet- en waterstofopslag?

²¹ Voor infrastructuur en opslag is het gemiddelde gebruikt van de hoge en de lage inschatting (zie §3.4).

Met betrekking tot materialen, arbeid, investeringen en het aantal vergunningen is het evident dat scenario '*Klimaatoptimaal*' sneller kan worden gerealiseerd.

Belangrijk om hier op te merken: de bouwtijd van de kerncentrale Borsele was destijds vier jaar. Nieuwe grote kerncentrales kunnen – met de juiste afspraken – binnen 6-8 jaar worden gebouwd, maar hiervoor is mogelijk wel aangepast beleid nodig.

Conclusie

Voor het klimaat is een elektriciteitsmix op basis van grotendeels kernenergie verreweg de beste keuze. Het benodigde carbon budget is minimaal 10 keer kleiner.

Tot slot

Ook goedkoper. Gezien het grote verschil in opgesteld vermogen; de grote verschillen in de benodigde hoeveelheden staal, beton en koper; de grote verschillen in infrastructuur kan het niet anders dan dat het scenario '*Klimaatoptimaal*' ook fors goedkoper is. Volgens internationale studies van oa MIT en IAEA is een dergelijk systeem 2 - 3 keer goedkoper.

Het blijft verbazingwekkend dat bij het opstellen van het 'Nationaal Plan Energie' en andere plannen consequent de scenario's met een groot aandeel kernenergie zijn weggelaten.

Andere voordelen. Los van klimaateffect en kosten is ook het ruimtebeslag van kernenergie een factor 500-2000 kleiner dan zon en wind. In onderzoeken in Frankrijk en Engeland blijken omwonenden van kerncentrales gemiddeld positief over kernenergie terwijl omwonenden van windturbines gemiddeld negatief oordelen. De hoeveelheid schadelijke stoffen bij kernenergie is zeer gering; deze stoffen worden optimaal veilig ingepakt en beheerd.

Fundamenteel punt. Er is in Nederland vrijwel geen windafhankelijke of zonafhankelijke elektriciteitsvraag. In een systeem waarin de vraag wordt gedekt met kernenergie is de toegevoegde waarde van windturbines en zonnepanelen vrijwel nul.

Hoe verder met de al geïnstalleerde zon en wind. Er staat inmiddels een groot vermogen aan zonnepanelen en windturbines in Nederland. En voor de goede orde - daarmee zijn veel fossiele emissies voorkomen. De beste strategie voor het klimaat lijkt nu echter om deze zonnepanelen en windturbines niet te vervangen als deze het de komende decennia begeven - tenzij de carbon footprint van PV/wind/batterijen met een factor 10 daalt.

Bronnen

- RVO-2019 *Berekening van de standaard CO₂-emissiefactor aardgas*, P.J. Zijlema, 2019, rvo.nl
- IEA-2020 *Projected Costs of Generating Electricity, 2020 edition*, International Energy Agency, 2020. [Weblink](#)
- CED-2023 *Ketenemissies elektriciteit: actualisatie elektriciteitsmix 2021*, CE Delft, 2023. [Weblink](#)
- UNECE-2022 *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*, UNECE, 2022, [Weblink](#)
- EDF-2022 *ACV du kWh nucléaire EDF – version 2022*, EDF, 2022, [Weblink](#)
- WNA-2024 *Nuclear Power Economics and Structuring – 2024*, World Nuclear Association, 2024; [weblink](#)
- EPZ-2024 Hiervoor zijn de jaarverslagen van EPZ geraadpleegd over de jaren 2014-2022. EPZ is de eigenaar van de kerncentrale Borssele (zie www.EPZ.nl).
- FZ-Jül-2024 *Scenario-based LCA for assessing the future environmental impacts of wind offshore energy: An exemplary analysis for a 9.5-MW wind turbine in Germany*, Benitez, A et al. *Forschungszentrum-Jülich, Energ Sustain Soc* 14, 49 (2024). [Weblink](#)
- Smith-2025 <https://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>;
<https://energynumbers.info/uk-offshore-wind-capacity-factors>
<https://energynumbers.info/capacity-factors-load-duration-curves-belgian-offshore-windfarms>
- PBL-2024 *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024*, Lensink, S. (red), Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving, 2024.
- KEV-2024 *Klimaat- en Energieverkenning 2024*, P. Hammingh et al., Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving, 2024. [Weblink](#)
- NPE-2023 *Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)*, Ministerie EZK / Klimaat en Groene Groei, 2023. [Weblink](#)
- Sark-2024 *Final report PVOBS*; W. van Sark et al, 2024, Universiteit Utrecht.
- RVO-2024 *Gids 3: Duurzaamheidsaspecten van zonnepanelen en marktscan met duurzame opties en meerkosten*, RVO, 2024. [Weblink](#)
- Pianoo-2024 *Analyse - Carbon Footprint en Carbon Payback Time van zonnepanelen in Nederland*, Buyer Group voor Duurzame Zonnepanelen, 2024. [Weblink](#)
- ANL-2019 *Life Cycle Analysis of Lithium-Ion Batteries for Automotive Applications*, Dai et al., Argonne National Laboratories, 2019. [Weblink](#)
- EPFL-2024 *LCA of electrolyzer technologies for hydrogen production*, Wei et al., Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2024. [Weblink](#)
- KWRC-2024 *An Analysis of Greenhouse Gas Emissions in Electrolysis for Certifying Clean Hydrogen*, Kim, Y. et al, Korea Water Resources Corporation, Energies 2024, 17, 3698. [Weblink](#)