

Perspectieven elektriciteit uit water

Nationaal potentieel voor 2030 en 2050

In opdracht van STOWA, Rijkswaterstaat en IenW

22 oktober 2019

Rijkswaterstaat
Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat

Project	Perspectieven elektriciteit uit water
Opdrachtgever	In opdracht van STOWA, Rijkswaterstaat en IenW
Document	Nationaal potentieel voor 2030 en 2050
Status	Definitief 02
Datum	22 oktober 2019
Referentie	113225/19-016.988
Projectcode	113225
Projectleider	R.T. van der Velde
Projectdirecteur	J.F. Kramer
Auteur(s)	E. van Druten (Witteveen+Bos), K. Kruit (CE Delft)
Gecontroleerd door	R.T. van der Velde, S. van Hees (Witteveen+Bos)
Goedgekeurd door	R.T. van der Velde
Paraaf	

Adres

Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.
Leeuwenbrug 8
Postbus 233
7400 AE Deventer
+31 (0)570 69 79 11
www.witteveenbos.com
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

VOORWOORD

Met genoegen presenteren Witteveen+Bos en CE Delft de resultaten van deze studie, 'Perspectieven elektriciteit uit water: Nationaal potentieel voor 2030 en 2050'.

De begeleidingscommissie van deze opdracht bestond uit Marco van Schaik, Michelle Talsma (STOWA), Henk Looijen (Rijkswaterstaat), Ingrid Roos en Peter Kiela (IenW).

De conceptrapportage is gereviewd door de volgende experts uit de wetenschap en markt:
- TU Delft (Jeremy Bricker, Henk Polinder);
- Dutch Marine Energy Center (Britta Schaffmeister, Peter Scheijgrond);
- DTP Stuurgroep (Defne Osmanoglou, Beer de Visser);
- REDstack (Rik Siebers).

Wij bedanken de begeleidingscommissie en de reviewers voor hun kritische blik en nuttige inbreng.

TEN GELEIDE

In het Klimaatakkoord is afgesproken dat in 2030 80 % van de elektriciteit wordt opgewekt uit duurzame bronnen. In 2050 moet dat vrijwel 100 % zijn. Op dit moment zijn wind en zon de enige concurrerende bronnen om deze ambitie te behalen.

Binnen de watersector worden regelmatig uiteenlopende initiatieven genomen voor winning van elektriciteit uit water, zoals waterkracht, getijdenenergie, golfenergie en energie uit zoet-zout verschillen. Dergelijke initiatieven kunnen leiden tot een grotere diversiteit aan duurzame energiebronnen en bijdragen aan een grotere leveringszekerheid van elektriciteit. Omdat deze technieken veelal nog een innovatief karakter hebben en nog niet op grote schaal in Nederland worden toegepast, rijst de vraag wat de perspectieven voor de toekomstige energievoorziening en de effecten op het watersysteem zijn van deze technieken.

Deze vraag heeft aanleiding gegeven tot voorliggende studie. Uit deze studie blijkt dat enkele technieken al voldoende marktrijp en concurrerend zijn om een bijdrage te leveren aan de Klimaatambitie voor 2030. Deze bijdrage is relatief bescheiden, maar wel relevant. De meeste beschouwde technieken moeten nog een flinke ontwikkeling doormaken om te kunnen concurreren op de elektriciteitsmarkt, maar zouden na 2030 een relevante bijdrage aan de elektriciteitsvoorziening kunnen leveren. Dit vraagt echter wel om actieve steun van de overheid.

Minister Wiebes heeft op verzoek van de Tweede Kamer een routekaart Elektrische energie uit water toegezegd. De voorliggende studie in opdracht van de waterbeherende overheden is hiervoor een gedegen vertrekpunt. Het past de watersector om de handschoen op te pakken en de routekaart samen met de energiesector, kennisinstellingen en bedrijven uit te werken tot een innovatieagenda en op kansrijke locaties launching customer te zijn voor deze innovatieve technieken.



Prof. dr. Jacqueline Cramer

MANAGEMENTSAMENVATTING

Om de energietransitie beleidsmatig vorm te geven, is Nederland verdeeld in 30 energieregio's die elk in de komende jaren een Regionale Energiestrategie (RES) moeten opstellen. In deze nieuwe vorm van samenwerken komen gemeenten, provincies, netbeheerders en waterbeheerders bijeen. De waterbeheerders hebben hierdoor een nieuwe rol om mee te denken in de invulling van het energiesysteem van de toekomst.

Om de technische mogelijkheden van het watersysteem en de nieuwe rol van de waterbeheerders optimaal in te zetten, heeft STOWA in samenwerking met het Ministerie van IenW en Rijkswaterstaat gevraagd om een verbeterde en geactualiseerde inschatting te maken van het realistisch potentieel van elektriciteit uit water. In dit rapport zetten we deze inschatting uiteen. Onder elektriciteit uit water verstaan we in dit kader:
- elektriciteit opgewekt uit potentiële energie die aanwezig is in het water, zoals mechanische energie uit stroming of een waterhoogteverschil of osmotische druk door zoet-zoutverschillen;
- elektriciteit opgewekt met behulp van de ruimte van het watersysteem, zoals zonne-energie op oppervlaktewater.

De technieken die direct ingezet kunnen worden kunnen een noemenswaardige bijdrage leveren aan de doelstellingen voor duurzame elektriciteitsopwekking 2030. De technieken die nog verdere ontwikkeling moeten doormaken kunnen tussen 2030 en 2050 effect sorteren. Zowel technieken die een bijdrage leveren aan de duurzame opwekcapaciteit als technieken die bijdragen aan flexibilisering (opslag) zijn in dit rapport beschouwd.

De beschouwde watersystemen in dit onderzoek zijn:
- zee (inclusief estuaria);
- oppervlaktewater:
- drink- en afvalwater.

Realistisch nationaal potentieel

Op basis van resultaten uit eerdere studies aangevuld met expert judgement en navolgbare redeneerlijnen is een realistische schatting gemaakt van het nationaal potentieel. Hierbij is rekening gehouden met in voorgaande studies onderzochte aspecten: techniekbeperkingen, economische haalbaarheid en inpasbaarheid (gelet op ecologie/ecosysteem en maatschappelijke wenselijkheid). Het resulterende maatschappelijk winbaar potentieel, geeft de meest realistische schatting van het nationaal potentieel, maar waar onvoldoende kwantitatieve informatie beschikbaar is over economische haalbaarheid of inpasbaarheid, blijft de analyse bij technisch of economisch potentieel.

De technieken die direct ingezet kunnen worden omdat ze marktrijp en betaalbaar zijn, hebben samen een maatschappelijk winbaar potentieel van 7,4 PJ/jaar of circa 2 % van de landelijke elektriciteitsvraag. Dit zijn:
- zon-PV op meren;
- waterkracht bij stuwen bij grote rivieren;
- waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen;
- flexibiliteit door slim malen[1];

De technieken die nog verdere techniek- en/of prijsontwikkeling moeten doormaken, hebben samen een technisch potentieel van 37 PJ/jaar of circa 9 % van de landelijke elektriciteitsvraag. Het gaat om:
- energie uit zoet-zout verschillen;
- getijdenenergie met verval bij waterkeringen;
- getijdenenergie met stroming;
- golfenergie;
- zon-PV op zee;
- flexibiliteit door conversie naar groene waterstof[1].

[1] Let op: Geen opwekkingtechniek.

Het mag opgemerkt worden dat getijdenenergie (verval en vrije stroming) uit bovenstaande lijst al dichter bij economische haalbaarheid zijn dan de overige innovatiekans technieken. Middels het verder opschalen van pilots kan getijdenenergie al in 2030 een significante bijdrage leveren en de overige innovatiekans technieken waarschijnlijk pas daarna.

Ten slotte zijn er twee technieken die betaalbaar en technisch maakbaar zijn, indien op zeer grote schaal uitgevoerd, waardoor de inpasbaarheid eerst serieus onderzocht en afgewogen moet worden. Dit zijn getijdenenergie met Dynamic Tidal Power (DTP; technisch potentieel 220 PJ/jaar of circa 55 % van de landelijke elektriciteitsvraag) en energieopslag in een valmeer[1].

Tabel 1 geeft een totaaloverzicht van alle beschouwde technieken met hun respectievelijke Technology Readiness Level (TRL)-niveau, huidige kostprijs, potentieel en belangrijkste plus- en minpunten.

Tabel 1 Potentieel van de beschouwde technieken

Techniek	TRL (1-9)	Huidige kostprijs (EUR/kWh)	Potentieel	Type potentieel	Belangrijkste plus- en minpunten
energie uit zoet-zout verschillen	7	0,41-1,00	21 PJ/jaar	technisch potentieel	+ baseload energiebron - kostprijs membranen nog hoog
waterkracht bij stuwen bij grote rivieren	8-9	0,08-0,17	0,9 PJ/jaar	maatschappelijk winbaar potentieel	+ ervaring met de techniek - visveiligheid is nog een issue
waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen	8-9	0,09-0,21	0,1 PJ/jaar	maatschappelijk winbaar potentieel	+ veel stuwen met potentie - potentie per stuw, maar ook de som toch redelijk beperkt
getijdenenergie met verval bij waterkeringen	7 - 9	0,09-0,14	0,3 PJ/jaar	technisch potentieel	+ voorspelbare energiebron - beschikbaarheid laag verval visveilige turbines
getijdenenergie met stroming	5 - 9	0,16-0,37	0,9 PJ/jaar	technisch potentieel	+ voorspelbare energiebron - turbinetechnologie nog niet volledig ontwikkeld
getijdenenergie met DTP	3	0,07-0,12	220 PJ/jaar	technisch potentieel	+ betaalbare baseload energiebron - inpasbaarheid
golfenergie	5 - 8	0,60-1,10	5,5 PJ/jaar	technisch potentieel	+ aanvulling op wind op zee - vanwege lage golven is economische haalbaarheid onzeker
zon-PV op meren	9	0,09-0,10	6,4 PJ/jaar	maatschappelijk winbaar potentieel	+ nu al betaalbaar inzetbaar - inpassing moet zorgvuldig gebeuren
zon-PV op zee	6	>3,00	9,0 PJ/jaar	technisch potentieel	+ voldoende ruimte in windparken - drijvers nog niet zeewaardig
Technieken voor flexibilisering, energieopslag en conversie:					
flexibiliteit met slim malen	8	n.v.t	200 MW & 1.700 MWh	maatschappelijk winbaar potentieel	+ direct inpasbaar en kostenbesparing op waterbeheer - geen
pompopslag in valmeer	3	0,05-0,06 (LCoS)	5 GW & 50 GWh	technisch potentieel	+ betaalbare elektriciteitsopslag - inpasbaarheid
conversie naar groene waterstof	4-7	0,10-0,16	-	-	+ mogelijk opnemen overschotten duurzame energie - lage efficiëntie

Perspectief voor verschillende doelgroepen

De *RES-regio's* staan voor de uitdaging om een bod te doen voor elektriciteitsopwekking op land tot 2030. Elektriciteit uit water kan hier een bijdrage aan leveren; technieken die al het verst zijn uitontwikkeld, waterkracht en zon-PV op meren, zijn samen goed voor 7,4 PJ/jaar. Bij waterkracht is de visveiligheid daarbij wel een issue.

Waterschappen kunnen deze marktrijpe elektriciteit uit water technieken inzetten voor de realisatie van hun doelstelling om energieneutraal te worden, een bijdrage te leveren aan de regionale energiestrategieën en bij te dragen aan technologische innovatie door pilots uit te voeren. Flexibiliteit door slim malen is toe te passen door alle waterschappen en het meest relevant voor de waterschappen met (diepe) polders en daardoor een grote bemalingsvraag. Waterschappen die uitmalen op zee kunnen beginnen met pilots voor energie uit zoet-zout verschillen.

Rijkswaterstaat kan als landelijke waterbeheerder de ontwikkeling van elektriciteit uit water faciliteren en stimuleren, bijvoorbeeld door als launching customer op te treden voor nieuwe technieken en door vergunningen te verlenen aan partijen die hiermee bezig zijn. Daarin is het eerste belang om van nieuwe technieken de risico's voor de primaire taken, namelijk het waterbeheer, goed op orde hebben. Indien elektriciteit uit water landelijk prioriteit krijgt, moet Rijkswaterstaat de overwegingen en dilemma's aankaarten op het juiste niveau. Dit kunnen ministeries zijn of Europese besluitvormers.

Op het gebied van waterkracht en getijdenenergie zou Rijkswaterstaat een rol kunnen spelen bij toepassing van deze techniek bij de stuwen in de rivieren en de waterkeringen langs de kustlijn, die zij in haar beheer heeft. Zij kan daar actief projecten stimuleren, opereren als launching customer en toezicht houden op de (vis)veiligheid. Bij het visveilig renoveren van bestaande waterkrachtinstallaties kan Rijkswaterstaat een coördinerende rol pakken. Rijkswaterstaat is tevens verantwoordelijk voor vergunningverlening op zee en zou samen met de landelijke overheid kunnen inventariseren voor welke technieken zij hier na 2030 een rol zien en wat hierbij de overwegingen en beperkingen zijn.

Voor *drinkwaterbedrijven* zou de conversie naar groene waterstof interessant kunnen zijn omdat hier zuiver water voor nodig is. Het is goed dat de drinkwaterbedrijven nadenken over welke rol ze hierin willen spelen.

De *Rijksoverheid* heeft de opwekking en opslag van elektriciteit met water niet meegenomen in het Klimaatakkoord van juni 2019, hoewel deze technieken in potentie een significante bijdrage kunnen leveren aan de Nederlandse elektriciteitsmix. Om dit potentieel waar te maken zou elektriciteit uit water meegenomen moeten worden in beleidsdocumenten, zoals het Klimaatakkoord en de Nationale Omgevingsvisie (NOVI). Hierbij is een sterke rol van de overheid nodig, waaronder samenwerking tussen meerdere ministeries (BZK, IenW, EZK).

Het stellen van een dergelijk beleidskader is niet alleen van belang voor de strategiebepaling en globale sturing van de energietransitie, maar speelt potentieel ook een belangrijke rol in de vergunningverlening van individuele energieprojecten. Elektriciteit uit water is veelal duurzaam, maar zal doorgaans toch in meerdere of mindere mate negatieve effecten op het milieu hebben, waardoor er altijd een belangenafweging nodig zal zijn. De landelijke overheid kan vergunningverleners helpen bij de onderbouwing van deze belangenafweging door duidelijke keuzes te maken welke technieken voor het produceren van duurzame energie uit water het meest kansrijk zijn en als noodzakelijk worden gezien om de landelijke doelstellingen voor duurzame energie te bereiken.

Naast een algemeen beleidskader voor elektriciteit uit water is ook het stimuleren en faciliteren van ontwikkeling van de technieken met grote potentie van belang. Het gaat hierbij om kennisontwikkeling en -deling, technische innovatie, pilots, etcetera. Dit geldt ook voor de vormen van elektriciteitsopwekking die hier buiten beschouwing zijn gelaten omdat de ontwikkeling in een vroeg stadium is of de condities ongunstig lijken. Specifieke afwegingen moeten gemaakt worden voor de technieken Dynamic Tidal Power (DTP) en pompopslag met behulp van een valmeer. Deze projecten zouden een grote bijdrage kunnen leveren aan energieopwek en -opslag, maar vergen vanwege de omvang, complexiteit en nog ontbrekende financieel haalbare businesscase een sterke regierol van de (Rijks)overheid.

INHOUDSOPGAVE

1 INTRODUCTIE ELEKTRICITEIT UIT WATER 1

1.1 Aanleiding 1

1.2 Doel van het onderzoek 2

1.3 Leeswijzer 2

2 METHODE 3

2.1 Techniekanalyse en TRL 3

2.2 Kostprijs en economische haalbaarheid 4

2.3 Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën 4

2.4 Bepaling realistische schatting nationaal potentieel 5

3 AFBAKENING EN SELECTIE 7

3.1 Beschouwde watersystemen 7

3.1.1 Zee 7
3.1.2 Oppervlaktewater 8
3.1.3 Drink- en afvalwater 9

3.2 Vormen van elektriciteitsopwekking en selectie van technieken 9

3.3 Toelichting van buiten de scope of beschouwing gelaten technieken 12

3.3.1 Waterkracht in open stroming rivieren, sluizen en waterinlaat 12
3.3.2 Wind op water 12
3.3.3 Biomassakweek op water 12
3.3.4 Restdruk op het waterleidingnet 13
3.3.5 Elektriciteit uit temperatuurverschil bij uitstroom koelwater 13
3.3.6 Pompopslag in ondergrondse watermassa 13

4 BESCHOUWING VAN DE TECHNIEKEN 14

4.1 Energie uit zoet-zout verschillen 14

4.2 Waterkracht 17

4.2.1 Waterkracht bij stuwen bij grote rivieren 18
4.2.2 Waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen 20

4.3 Getijdenenergie 22
4.3.1 Getijdenenergie met verval bij waterkeringen 23
4.3.2 Getijdenenergie met stroming 25
4.3.3 Getijdenenergie met Dynamic Tidal Power 26
4.4 Golfenergie 28
4.5 Zon-PV op water 31
4.5.1 Zon-PV op meren 31
4.5.2 Zon-PV op zee 33
4.6 Flexibilisering, energieopslag en conversie 35
4.6.1 Slim malen 35
4.6.2 Pompopslag in valmeer 37
4.6.3 Groene waterstofproductie 39

5 PERSPECTIEVEN ELEKTRICITEIT UIT WATER 42

5.1 Vergelijking potentieel en kostprijs van de beschouwde technieken 42
5.2 Perspectief voor verschillende doelgroepen 44
5.2.1 RES-regio's 44
5.2.2 Waterbeheerders 44
5.2.3 Rijksoverheid 45
5.2.4 Vergunningverlenende overheden (algemeen) 46

6 REFERENTIES 47

Laatste pagina 50

1

INTRODUCTIE ELEKTRICITEIT UIT WATER

1.1 Aanleiding

In 2015 ondertekenden bijna 200 landen, waaronder Nederland, het klimaatakkoord van Parijs. Dat betekent dat Nederland in 2030 een emissiereductie van 49 % en in 2050 een bijna-klimaatneutrale energievoorziening moet realiseren. Daarvoor is een grote transitie nodig, onder meer in de manier waarop elektriciteit wordt opgewekt. Er wordt nu veel ingezet op reeds commercieel toepasbare technieken zoals windturbines en zon-PV, maar daarnaast zijn er vele technologische ontwikkelingen, onder meer op het gebied van waterkracht, waterstof en chemische omzettingen (zie bijvoorbeeld [1] [2]). Het watersysteem in Nederland kan hierdoor een rol gaan spelen in de energietransitie.

Om de energietransitie beleidsmatig vorm te geven, is Nederland verdeeld in 30 energieregio's (zie Afbeelding 1.1) die elk in de komende jaren een Regionale Energiestrategie (RES) moeten opstellen. In deze nieuwe vorm van samenwerken komen gemeenten, provincies, netbeheerders en waterschappen bijeen. De waterbeheerders hebben hierdoor een nieuwe rol om mee te denken in de invulling van het energiesysteem van de toekomst.

Afbeelding 1.1 Indeling regio's RES [3]



Om de technische mogelijkheden van het watersysteem en de nieuwe rol van de waterbeheerders optimaal in te zetten, heeft STOWA in samenwerking met het Ministerie van IenW en Rijkswaterstaat gevraagd om een verbeterde en geactualiseerde inschatting te maken van het realistisch potentieel van elektriciteit uit water. In dit rapport zetten we deze inschatting uiteen. Onder elektriciteit uit water verstaan we in dit kader:

- elektriciteit opgewekt uit potentiële energie die aanwezig is in het water, zoals mechanische energie uit stroming of een waterhoogteverschil of osmotische druk door zoet-zoutverschillen;
- elektriciteit opgewekt met behulp van de ruimte van het watersysteem, zoals zonne-energie op oppervlaktewater.

1.2 Doel van het onderzoek

Het doel van dit onderzoek is tweeledig. Enerzijds is het doel om elektriciteit uit water te positioneren in de Regionale Energiestrategieën, waarbij de waterbeheerders samen met andere overheden een goede afweging kunnen maken op welke technieken en innovaties ingezet kan worden en onder welke voorwaarden. Daartoe zijn in dit onderzoek technieken in beeld gebracht voor de opwekking en flexibilisering van elektriciteit uit water die op korte termijn (2030) kunnen bijdragen aan de energietransitie in Nederland.

Anderzijds is het doel om de innovatieopgaven te signaleren en inzicht te geven in kansen voor onderzoek en investeringen bij de ministeries en waterbeheerders. Deze technieken zijn relevant voor ontwikkeling voor de lange termijn (2050).

De perspectieven voor warmte uit water (aquathermie) zijn de afgelopen jaren goed in beeld gebracht, maar de overzichtsstudies van elektriciteit uit water zijn minder recent[1] [2]. Daarom richt dit onderzoek zich op de opwekking van elektriciteit. Het opwekken van elektriciteit en warmte uit water kan in veel gevallen samengaan, maar in sommige gevallen door lokale omstandigheden en eigenschappen van de opwektechnieken juist niet. Dit rapport is bedoeld om complementair te zijn aan de studies over aquathermie.

Hoewel het niet de verwachting is dat elektriciteit uit en op water het merendeel van de benodigde petajoules zal gaan leveren, zijn ook andere factoren van belang die deze technieken kansrijk en relevant maken, zoals garantie op levering en inpasbaarheid in de omgeving. Daarom zijn zowel technieken met een grote potentiële bijdrage verkend, als technieken die om andere redenen aantrekkelijk kunnen zijn.

Deze informatie is voor de 30 RESsen toepasbaar in hun afwegingsproces om de juiste technieken te selecteren. Dit betekent dat ook naar technieken gekeken is die enkel in bepaalde regio's veel potentie hebben. Ook de Noordzee en het IJsselmeer, die buiten de RESsen vallen, vallen binnen de scope van deze verkenning.

In het Klimaatakkoord van juni 2019 is geen aandacht voor elektrische energie uit water. Minister Wiebes heeft echter tijdens het klimaatdebat met de Tweede Kamer op 4 september 2019 ingestemd om een routekaart Energie uit Water voor de sector op te stellen. Dit rapport kan bijdragen aan deze routekaart.

1.3 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 is de methode van dit onderzoek toegelicht, om vervolgens in hoofdstuk 3 een afbakening van de scope en voorselectie van technieken toe te lichten. In hoofdstuk 4 volgt dan de beschouwing van de technieken, waarbij eerst een vorm van elektriciteitsopwekking is toegelicht, waarna er verder ingezoomd is op specifieke technieken om het potentieel in te schatten. Tot slot is in hoofdstuk 5 het gevonden potentieel van de verschillende technieken in perspectief gezet en wordt handelingsperspectief geboden voor verschillende doelgroepen.

2

METHODE

Dit hoofdstuk bespreekt de methodes die in dit onderzoek gebruikt zijn voor selectie van technieken in hoofdstuk 3 en voor de beschouwing van de geselecteerde technieken in hoofdstuk 4. De paragrafen in dit hoofdstuk bespreken aspecten die beschouwd zijn om tot een realistische schatting van het nationaal potentieel van een techniek te komen.

2.1 Techniekanalyse en TRL

De werking van de specifieke techniek is nader toegelicht en per techniek is een formule voor het inschatten van de potentie gegeven. De techniekanalyse is beschreven aan de hand van *Technology Readiness Level (TRL)* die marktrijpheid van een techniek indeelt in negen fases, zoals in Tabel 2.1 weergegeven.

Een techniek maakt vaak een langzame startfase mee (TRL 0-4), waarna de ontwikkeling door het opschalen van prototypes versnelt en de kostprijs snel daalt (TRL 5-9). Nadat een techniek TRL 9 heeft bereikt is en dus marktrijp is, is de techniek nog niet uitontwikkeld. Er treedt een verdere *leercurve* op waarbij door optimalisatie de kostprijs blijft dalen, maar wel steeds langzamer. Belangrijk om te beseffen is dat de leercurve eigenlijk niet afhankelijk is van tijd, maar van cumulatieve implementatie (in dit geval ontwikkeld vermogen). Beleidsmakers kunnen pilots stimuleren en daarmee de (kostprijs)ontwikkeling van een techniek versnellen.

Tabel 2.1 Technology Readiness Level [4]

TRL fase	Beschrijving fase
TRL 0	idee
TRL 1	basis onderzoek
TRL 2	technologie formulering
TRL 3	toegepast onderzoek
TRL 4	kleinschalig prototype
TRL 5	grootschalig prototype
TRL 6	prototype systeem
TRL 7	demonstratie systeem
TRL 8	eerste commerciële toepassing
TRL 9	volledige commerciële toepassing

2.2 Kostprijs en economische haalbaarheid

Om de economische haalbaarheid te bepalen is een inschatting gedaan van de huidige kostprijs en de mogelijke ontwikkeling daarvan. Hiertoe is een levelized cost of energy (LCoE) uit recente literatuur geciteerd of berekend. Dit geeft een indicatie van de kostprijs per opgewekte kWh. In dit rapport wordt met de kostprijs van energie dus de LCoE bedoeld. De LCoE wordt als volgt berekend:

$$LCoE = \frac{CAPEX \cdot \frac{r}{1-(1+r)^{-n}} + OPEX}{AEP}$$

Met de volgende parameters:
- LCoE is Levelized Cost of Energy, ofwel kostprijs in EUR/kWh;
- CAPEX is Capital Expenditure, ofwel de investeringskosten in EUR;
- r is de rentevoet; waar informatie ontbreekt is deze op 3 % gesteld;
- OPEX is Operational Expenditure ofwel, de jaarlijkse operationele en onderhoudskosten in EUR/jaar;
- n is de levensduur van de installatie in jaren;
- AEP is Annual Energy Production, ofwel jaarlijkse energieproductie in kWh/jaar.

Tevens is waar mogelijk de toekomstige kostprijs in 2030 en/of 2050 bepaald. In sommige gevallen heeft de markt targets gesteld voor reductie van de kostprijs van een bepaalde techniek. In andere gevallen is gerefereerd naar theoretische reducties van de kostprijs ten gevolge van innovatie.

Ten slotte worden voorwaarden en kansen voor de businesscase van technieken besproken. Hiervoor is gekeken naar onder meer de ruimtelijke impact, meekoppelkansen met andere ontwikkelingen en technologische innovatie.

2.3 Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid

Om de inpasbaarheid van technieken te beoordelen is gekeken naar de effecten op ecologie en het natuurlijke systeem in bredere zin, zoals waterkwaliteit en zandtransport. Er is gekeken naar de maatschappelijke wenselijkheid van ingrepen en het effect op de omgeving. Tot slot is er gekeken naar het ruimtebeslag van technieken en de inpasbaarheid hiervan in relatie tot beschikbare ruimte en het ruimtegebruik van andere functies. De inpasbaarheid van de technieken is bepaald aan de hand van eerdere studies, richtlijnen en wet- regelgeving. Voor de technieken die nog in een vroeg stadium zijn (2050 perspectief) is deze informatie niet altijd voor handen. Voor die technieken is er beroep gedaan op het expert judgement van ecologen, planologen en andere experts. Er is rekening gehouden met de overige gebruiksfuncties van water zoals scheepvaart en recreatie. Tevens worden de consequenties voor het waterbeheer belicht.

Synergiën met klimaat- en wateropgaven aan de hand van duurzame ontwerpprincipes

Naast de voorwaarden en belemmeringen is er ook gekeken naar kansen en synergiën met de klimaat- en wateropgaven. Naast reeds geïdentificeerde synergiën uit eerdere studies is er ook getracht nieuwe synergiën te vinden aan de hand van de Witteveen+Bos duurzame ontwerpprincipes [5]. Deze ontwerpprincipes geven denkrichtingen bij het vinden van integrale duurzame oplossingen. De zeven ontwerpprincipes worden hieronder toegelicht.

Ontwerp met de natuur



Het principe ‘Ontwerp met natuur’ (Building with Nature) houdt in dat gebruik wordt gemaakt van natuurlijke processen om het ontwerp te versterken. Werken met de natuur in plaats van tegen de natuur. Van elke techniek is beoordeeld of er synergiën te realiseren zijn het lokale ecosysteem.

Flexibel ontwerp



Het principe 'Flexibel ontwerp' betekent dat het ontwerp gemakkelijk is aan te passen aan andere omstandigheden in de toekomst. Denk bijvoorbeeld aan een installatie die aangepast kan worden op gevolgen van toename van andere activiteiten in het gebied en kan reageren op gevolgen van klimaatverandering.

Circulair ontwerp



Het principe 'Circulair ontwerp' gaat over het sluiten van ketens door in het ontwerp afval te benutten als grondstof en uit te gaan van maximaal hoogwaardig hergebruik. Wanneer civiele constructies hun huidige functie verliezen is het bijvoorbeeld een optie om ze om te bouwen tot waterkrachtinstallatie in plaats van ze te slopen.

Multifunctioneel ontwerp



Het principe 'Multifunctioneel ontwerp' betekent dat wordt ontworpen voor meerdere functies in het ontwerp. Er is beoordeeld aan welke andere gebruiksfuncties de nieuwe installatie een bijdrage kan leveren.

Participatief ontwerp



Het principe 'Participatief ontwerp' houdt in dat er niet ontwerpen wordt voor de omgeving, maar samen met de omgeving. Er is beschouwd op welke wijze de waterbeheerder en andere stakeholders betrokken kunnen worden.

Trias



Het ontwerpprincipe 'Trias' houdt in dat het gebruik van energie en grondstoffen wordt beperkt en geoptimaliseerd volgens de trias prioritering. Deze prioritering is eerst besparen, dan duurzaam (energie)bronnen en als het niet anders kan eindige (energie)bronnen gebruiken. Er is gekeken naar een efficiënte benutting van de potentie uit watersystemen met de beschikbare energietechnieken. Daarbij is er naast absolute opbrengst in PJ/jaar ook gekeken naar het aantal vollasturen en flexibiliteit en dus bijdrage aan de continuïteit van onze toekomstige duurzame energievoorziening. Zodoende is er naast opwek ook gekeken naar opslag van elektrische energie in watersystemen.

Maatschappelijk ontwerp

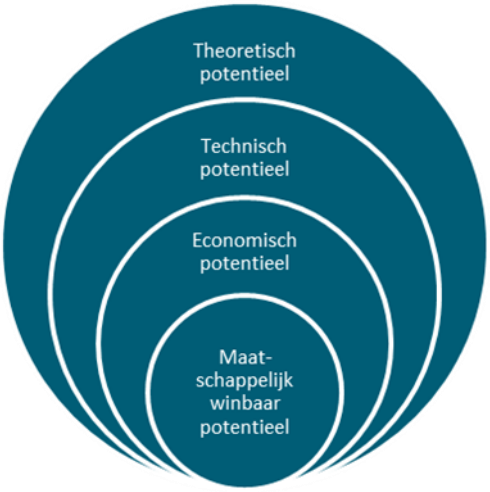


Het principe 'Maatschappelijk ontwerp' betekent dat maatschappelijke maatregelen en kansen worden toegevoegd aan de fysieke maatregelen van het ontwerp. Dit principe gaat tevens over de interactie tussen gebruikers en het ontwerp. Voor installaties die autonome beslissingen maken is het belangrijk dat waterbeheerders deze kunnen begrijpen.

2.4 Bepaling realistische schatting nationaal potentieel

Op basis van resultaten uit eerdere studies aangevuld met expert judgement en navolgbare redeneerlijnen is een realistische schatting gemaakt van het nationaal potentieel. Hierbij is rekening gehouden met de eerder onderzochte aspecten: techniekbeperkingen, economische haalbaarheid en inpasbaarheid. Het maatschappelijk winbaar potentieel (zie Afbeelding 2.1), geeft de meest realistische schatting van het nationaal potentieel, maar waar onvoldoende kwantitatieve informatie beschikbaar is over economische haalbaarheid of inpasbaarheid, blijft het bij technisch of economisch potentieel.

Afbeelding 2.1 Schematische weergave potentiëlen



Het resultaat hiervan is het nationaal potentieel aan opgesteld vermogen (MW of GW), vollasturen (h) en energieopbrengst (GWh/jaar of PJ/jaar). In hoofdstuk 5 is het potentieel van de verschillende technieken vergeleken met het totale landelijke elektriciteitsvraag van circa 400 PJ/jaar [6] en dus percentage van de elektriciteitsmix. De elektriciteitsvraag neemt tot 2030 licht toe [6], door warmtepompen en elektrische voertuigen en zal richting 2050 ondanks energiebesparing verder doorstijgen door verdere elektrificatie van warmte en mobiliteit.

3

AFBAKENING EN SELECTIE

3.1 Beschouwde watersystemen

Verschillende technieken van elektriciteitsopwekking uit water kunnen voor verschillende watersystemen van toepassing zijn. Het betreffende watersysteem is van invloed op de werking en randvoorwaarden van een techniek. Zo is zon-PV op meren niet te vergelijken met zon-PV op zee, omdat de zoute omgeving en hoge golven om een totaal ander ontwerp vragen. De beschouwde watersystemen in dit onderzoek zijn:

- zee (inclusief estuaria);
- oppervlaktewater:
  - rivieren;
  - beken en waterlopen;
  - meren;
- drink- en afvalwater.

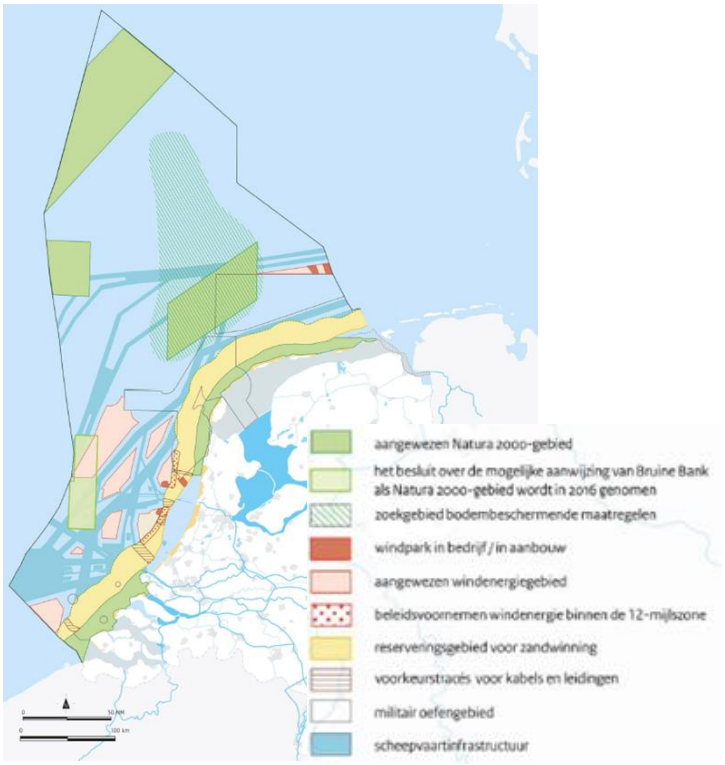
Hiermee kijkt dit onderzoek niet naar water buiten de invloedsfeer van waterbeheerders en overheden zoals water binnen woningen, bedrijven en industrie. Ook focust dit onderzoek niet op water in de bodem, zoals geothermie of warmte koude opslag (WKO). Er is nadrukkelijk gekeken naar de winning van elektriciteit en niet naar thermische energie [7] of biomassa. De watersystemen die wel zijn beschouwd worden hieronder nader toegelicht.

3.1.1 Zee

De Nederlandse Exclusieve Economische Zone (EEZ) van de Noordzee is circa 57.000 km^2 [8] groot. Ondanks dat dit ongeveer anderhalf keer het landoppervlak van Nederland beslaat, is het minder drukbezet. Zoals te zien op Afbeelding 3.1 nemen natuur, scheepvaart, zandwinning, defensie en windenergie veel ruimte in. De windenergiegebieden die tot 2030 ontwikkeld worden zijn reeds aangewezen. Ruimte voor energieopwekking op zee na 2030 moet nog aangewezen worden. De ruimtelijke ontwikkeling van de Noordzee wordt momenteel uitgewerkt in de Strategische Agenda Noordzee.

Naast de Noordzee kent Nederland ook nog de Waddenzee (2.400 km^2 [9]). Ook de Zuidwestelijke Delta en de Eems-Dollard (estuaria) kennen als overgangsgebied tussen rivier en zee een getijverschil. Bovengenoemde gebieden zijn onderdeel van het hoofdwatersysteem waar IenW bevoegd gezag is met Rijkswaterstaat als uitvoeringsorganisatie.

Afbeelding 3.1 Structuurvisiekaart Noordzee [10]



3.1.2 Oppervlaktewater

Rivieren

Stromende wateren met een breedte groter dan 25 m zijn geclassificeerd als rivieren. Deze hebben een gezamenlijke lengte van 650 km. Ook de rivieren zijn onderdeel van het hoofdwatersysteem waar IenW bevoegd gezag is met Rijkswaterstaat als uitvoeringsorganisatie. De belangrijkste rivieren die door ons land stromen zijn de Maas en de Rijn.

Afbeelding 3.2 Overzicht oppervlaktewater in Nederland [11]



Bron: Topografische Dienst Kadaster.

Beken en waterlopen

Kleine stromende wateren kunnen worden verdeeld in bovenlopen (smaller dan 3 m), middenlopen (breedte 3 - 8 m), benedenlopen (breedte > 8 m), riviertje (breedte 8 - 25 m). In deze studie vatten we kleine stromende wateren samen met de term beken. Samen hebben deze beken een lengte van 6.200 km. De waterschappen zijn bevoegd gezag voor de beken. Van snelstromend water spreken we als de stroomsnelheid groter is dan 0,5 m/s en zoals te zien in Afbeelding 3.2 vinden we dit enkel in Limburg.

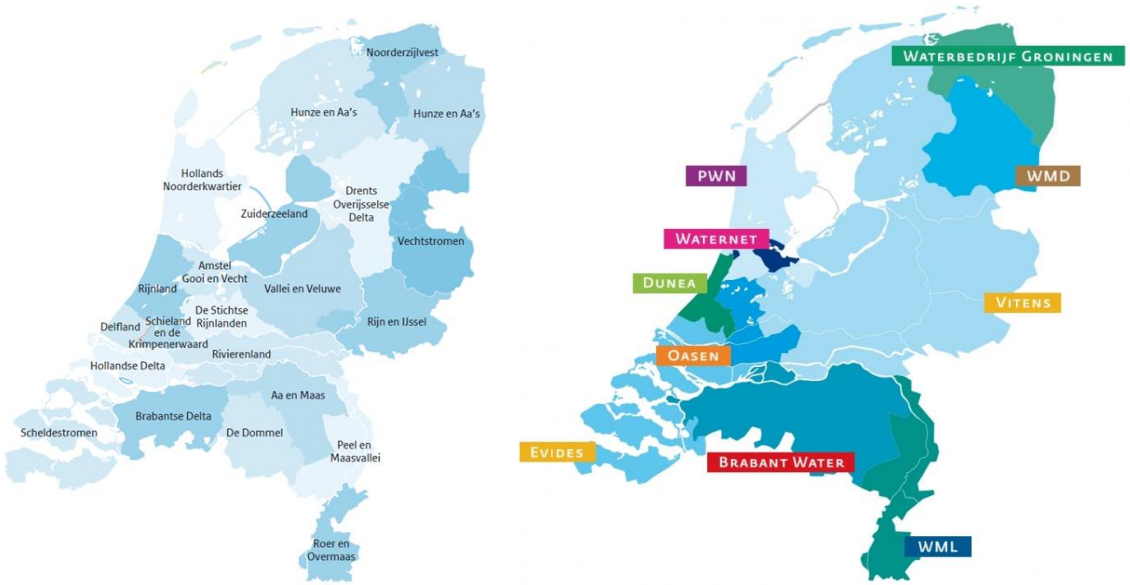
Meren

Uit stilstaand water kan geen stromingsenergie onttrokken worden. Wel kan het interessant zijn hier drijvende zonnepanelen te plaatsen. De meren met een oppervlak groter dan 0,5 km^2 hebben een gezamenlijk oppervlak van 2.500 km^2. De meeste meren vallen onder het bevoegd gezag van de waterschappen. Echter het IJsselmeergebied, bestaande uit IJsselmeer (1.100 km^2 [12]), Markermeer (700 km^2 [13]) en de randmeren, valt onder het hoofdwatersysteem en het beheer van Rijkswaterstaat.

3.1.3 Drink- en afvalwater

Afbeelding 3.3 geeft een overzicht van de waterschappen en drinkwaterbedrijven in Nederland. De waterschappen beheren de regionale wateren en doen de rioolwaterzuiveringen. De drinkwaterbedrijven zuiveren en distribueren het drinkwater in Nederland. Daarbij gebruiken ze oppervlaktewater of grondwater als bron.

Afbeelding 3.3 Overzicht van waterschappen (links [14]) en drinkwaterbedrijven (rechts [15])



3.2 Vormen van elektriciteitsopwekking en selectie van technieken

Er zijn verschillende vormen van elektriciteitsopwekking uit en op water. Energie kan gewonnen worden uit de stroming van water in rivieren (waterkracht), de stroming en waterstandverschillen door eb en vloed (getijdenenergie), uit golven en boven water met zonne-energie en windenergie. Binnen een vorm van elektriciteitsopwekking zijn vaak verschillende mogelijke technieken die vaak net anders werken. Deze technieken worden apart beschouwd om voor iedere techniek de *relevantie voor de energietransitie in*

Nederland in te schatten aan de hand de fysieke condities in Nederland in combinatie met de status van ontwikkeling:

- de *fysieke condities* beschrijven de fysieke aanwezigheid van een natuurlijke energiebron in Nederland, zoals stroomsnelheid van rivieren. Dit criterium beschrijft vooral of er in Nederland de geschikte landschap en klimaateigenschappen te vinden zijn, ongeacht de stand van de techniek;
- de *status van de techniek* geeft de marktrijpheid van de vorm van elektriciteitsopwekking en de verwachte ontwikkeling hiervan. Dit is beoordeeld op basis van Technology Readiness Level (TRL) en leercurve. Deze criteria zijn reeds toegelicht in paragraaf 2.1. De status van de techniek bepaalt of de techniek op korte termijn is in te zetten (korte termijn kans) of dat er een innovatie-opgave is (innovatiekans).

Op basis van zowel de fysieke condities als status is per techniek afgewogen om deze wel of niet te beschouwen in deze studie. De technieken van elektriciteitsopwekking die in Tabel 3.1 als 'korte termijn kans' of 'innovatiekans' zijn beoordeeld, worden in dit rapport nader onderzocht. In paragraaf 3.3 is voor de buiten beschouwing gelaten technieken toegelicht waarom deze keuze is gemaakt. De technieken die in deze studie buiten beschouwing worden gelaten, kunnen wel degelijk onder bepaalde voorwaarden potentie hebben, bijvoorbeeld onder lokaal specifieke omstandigheden of bij sterke ontwikkeling van de techniek. Een aantal technieken valt buiten de scope van deze studie, omdat de techniek niet direct met het watersysteem te maken heeft. De niet beschouwde technieken moeten dan ook niet worden afgeschreven voor verder onderzoek en ontwikkeling.

Tabel 3.1 Beoordelingstabel van technieken op relevantie voor de energietransitie in Nederland

Categorie	Techniek	Fysieke condities in NL	TRL	Leercurve en uitdagingen	Oordeel
energie uit zoet-zout verschillen	blauwe energie bij rivieren, rioolwater-zuivering installaties en gemalen die in zee stromen	**goed** debiet > 1.250 m^3/s zoet water uitstroom in zee	**7**	dure pilots want membraantechniek nog in ontwikkeling	**innovatiekans**
waterkracht	waterkracht bij stuwen bij grote rivieren	**matig** verval Maas 25 m en Nederrijn 8 m en per stuw verval < 5 m	**8-9**	betaalbare ver ontwikkelde techniek, uitdaging zijn visveiligheidseisen	**korte termijn kans**
waterkracht	waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen	**matig** kleine potentie per stuw, maar potentie in grote aantallen	**8-9**	kan betaalbaar worden mits standaardisatie en massaproductie.	**korte termijn kans**
waterkracht	waterkracht in open stroming rivieren	**slecht** voornamelijk langzaam stromend < 0,5 m/s	**7**	veel startups, maar vanwege lage stroomsnelheden weinig perspectief om betaalbaar te worden	**buiten beschouwing**
waterkracht	waterkracht bij sluizen	**slecht** hoog debiet meestal ongewenst bij sluizen	**8**	kan in enkele gevallen betaalbaar. Kosten hangen af benodigde aanpassingen	**buiten beschouwing**
waterkracht	waterkracht bij waterinlaat	**matig** aantal draaiuren per jaar beperkt	**8**	duur door kleine schaal en vaak beperkte aantal inlaaturen.	**buiten beschouwing**
getijdenenergie	getijdenenergie met verval bij waterkeringen	**matig** getijdenverschil < 5 m	**7-9**	techniek is niet nieuw, maar verval in NL wel kleiner dan werk-bereik huidige techniek	**innovatiekans**

Categorie	Techniek	Fysieke condities in NL	TRL	Leercurve en uitdagingen	Oordeel
getijdenenergie	getijdenenergie met stroming	**matig** getijdenstroming op open zee < 2 m/s. enkele locaties 2 - 4 m/s	**5-9**	nog duur en in pilot fase, maar opschaling zet door	**innovatiekans**
getijdenenergie	getijdenenergie met Dynamic Tidal Power (strekdam loodrecht op de kust)	**matig** ook mogelijk bij beperkt getijdenverschil (< 5 m) en waterdiepte < 30 m nabij de kust dus niet te diep voor strekdam	**3**	samengesteld uit bekende technieken (TRL 8 - 9) en kan betaalbaar mits grootschalig uitgevoerd	**innovatiekans**
golfenergie	golfenergie kent vele subtechnieken	**matig** golfenergie <20 kW/m	**5-8**	veel pilots en technieken	**innovatiekans**
zon-PV op water	zon-PV op meren	**matig** jaarlijkse zoninval ca. 900 kWh/m2	**9**	zon-PV op meren nu al betaalbaar. In buitenland op grote schaal toegepast	**korte termijn kans**
zon-PV op water	zon-PV op zee	**matig** jaarlijkse zoninval ca. 900 kWh/m2	**6**	zon-PV betaalbaar maar drijvers op open zee zijn technische uitdaging	**innovatiekans**
overig opwek	wind op water	**goed** gemiddelde windsnelheid van 8 - 10 m/s op 100 m hoogte	**9**	betaalbaar en wordt grootschalig uitgerold op de Noordzee	**buiten beschouwing**
overig opwek	biomassakweek op water voor elektriciteitsopwekking	**matig** weinig beschutte gebieden waar de oogst makkelijk is	**6**	duur en hoogwaardigere toepassing ligt voor de hand	**buiten scope**
overig opwek	restdruk op het waterleidingnet	**slecht** geen hooggelegen bergreservoirs	**9**	techniek is niet nieuw, maar nauwelijks toepasbaar in NL	**buiten beschouwing**
overig opwek	elektriciteit uit temperatuurverschil bij uitstroom koelwater	**matig** beperkt temperatuurverschil	**8**	procesoptimalisatie industrie en niet energie uit water	**buiten scope**
flexibilisering van de vraag	slim malen	**goed** veel gemalen	**8**	kwestie van regeltechnische implementatie	**korte termijn kans**
energieopslag	pompopslag in valmeer	**goed** groot deel van Noordzee kent de geschikte waterdiepte van 15 - 40 m	**3**	samengesteld uit bekende technieken (TRL 8 - 9) en kan betaalbaar mits grootschalig	**innovatiekans**
energieopslag	pompopslag in ondergrondse watermassa	**matig** harde stabiele lagen in de ondergrond zijn nodig, maar deze zijn beperkt aanwezig	**3**	samengesteld uit bekende technieken (TRL 8 - 9) en betaalbaar	**buiten scope**
energieopslag	groene waterstofproductie	**matig** water en duurzame elektriciteit zijn nodig, laatstgenoemde is nog schaars in Nederland	**4-7**	energieverliezen en dure conversie, enkel aantrekkelijk voor sommige toepassingen	**innovatiekans**

3.3 Toelichting van buiten de scope of beschouwing gelaten technieken

Deze paragraaf bespreekt de vormen van elektriciteitsopwekking uit water die niet nader onderzocht zijn.

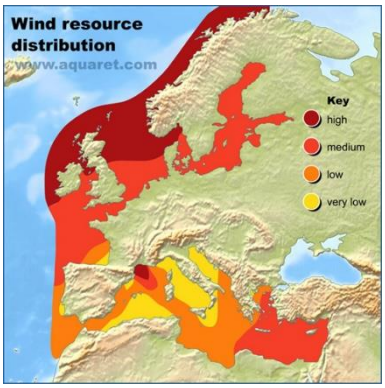
3.3.1 Waterkracht in open stroming rivieren, sluizen en waterinlaat

Nederlandse rivieren en beken hebben een laag verval en stromen relatief langzaam, waardoor in de condities voor waterkracht in Nederland matig zijn. Zodoende is waterkracht in open stroming in rivieren ook weinig kansrijk. Bestaande stuwen in rivieren en beken en waterlopen die voldoende verval en debiet hebben vormen hierop een uitzondering. Binnen waterkracht is er in dit onderzoek gefocust op bestaande stuwen. Bij sluizen is er een verval, maar ze zijn minder interessant omdat het vaak niet de bedoeling is dat hier een hoog debiet wordt doorgelaten. Een interessante uitzondering zijn zeesluizen met permanente spoeling naar buiten. Dergelijke locaties zijn wel degelijk interessant, maar zijn vanwege de beperkte potentie buiten beschouwing gelaten. Voor waterinlaat, bijvoorbeeld voor doorspoeling van polders, is het aantal draaiuren per jaar zeer beperkt en dat komt de businesscase niet ten goede. Zodoende wordt waterkracht in open stroming rivieren, bij sluizen en bij waterinlaat buiten beschouwing gelaten.

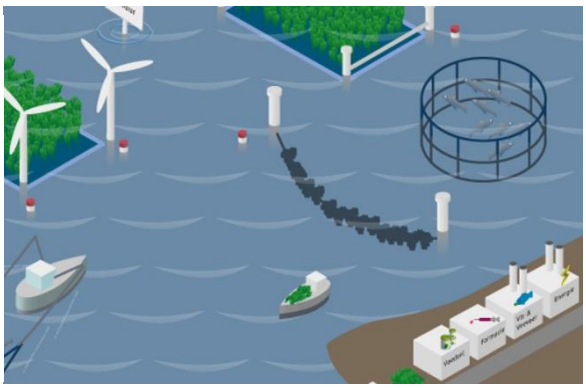
3.3.2 Wind op water

Voor wind op zee zijn in Nederland de condities goed (zie Afbeelding 1.1). Wind op zee en het IJsselmeer wordt al op grote schaal toegepast. Momenteel is circa 1 GW aan windparken in bedrijf in onze EEZ. Met de aangewezen windenergiegebieden tot 2030 komt er nog 10 GW bij [10]. Tussen 2030 en 2050 kan hier nog circa 22 GW bij komen [16]. De windparken op zee die na 2023 gereed komen worden (in principe) subsidieloos gerealiseerd voor een kostprijs van circa 0,04 EUR/kWh [17]. Omdat er al zo veel bekend is over wind op zee en de ontwikkeling tot 2030 al vast ligt, zal wind op water buiten beschouwing worden gelaten in deze potentiestudie.

Afbeelding 3.4 Condities voor wind op zee (links) en biomassakweek op water (rechts)



Gemiddelde windsnelheid op 100 m hoogte
>10 m/s
8 - 10 m/s
6 - 8 m/s
< 6 m/s



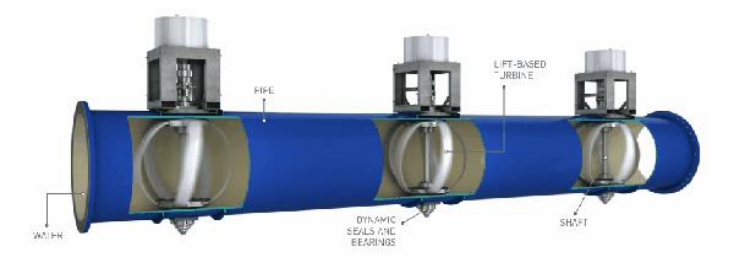
3.3.3 Biomassakweek op water

Biomassakweek op water heeft een grote potentie. Mogelijke toepassingen zijn voeding, grondstof voor industrie en farmacie en tot slot de minste hoogwaardige toepassing: energie. Zeewier gebruiken voor energie kan door omzetting naar een vloeibare (transport)brandstof of omzetting naar groen gas. Groen gas kan ingezet worden voor het verwarmen van oude woonwijken en de procesindustrie. De toepassing van groen gas voor de opwekking van elektriciteit ligt niet voor de hand. Zodoende is biomassakweek buiten de beschouwing van deze potentiestudie gelaten, omdat de focus in dit onderzoek op elektriciteit ligt.

3.3.4 Restdruk op het waterleidingnet

Restdruk op het waterleidingnet omzetten naar elektriciteit heeft potentie bij grote hoogteverschillen in het waterleidingnet, bijvoorbeeld bij drinkwaterreservoirs hoog in de bergen. In Nederland is het hoogteverschil zeer gering en zodoende zijn er in Nederland niet de geschikte fysieke condities.

Afbeelding 3.5 Restdruk op het waterleidingnet (links) en uitstroom koelwater kencentrale Borssele (rechts)



3.3.5 Elektriciteit uit temperatuurverschil bij uitstroom koelwater

Opwek van elektriciteit uit temperatuurverschil bij uitstroom koelwater van industrie of elektriciteitscentrales kan met een Organic Rankine Cycle. Dit valt echter onder de verduurzamingsopgave van de industrie en niet binnen de potentie uit water en valt daarom buiten scope van deze studie.

3.3.6 Pompopslag in ondergrondse watermassa

Pompopslag in ondergrondse watermassa is naast een valmeer een manier om een kustmatig verval te creëren om elektriciteit te kunnen opslaan. Deze techniek is echter onder bodemenergie geschaard en niet oppervlaktewater en valt daarom buiten de scope van dit onderzoek.

4

BESCHOUWING VAN DE TECHNIEKEN

4.1 Energie uit zoet-zout verschillen

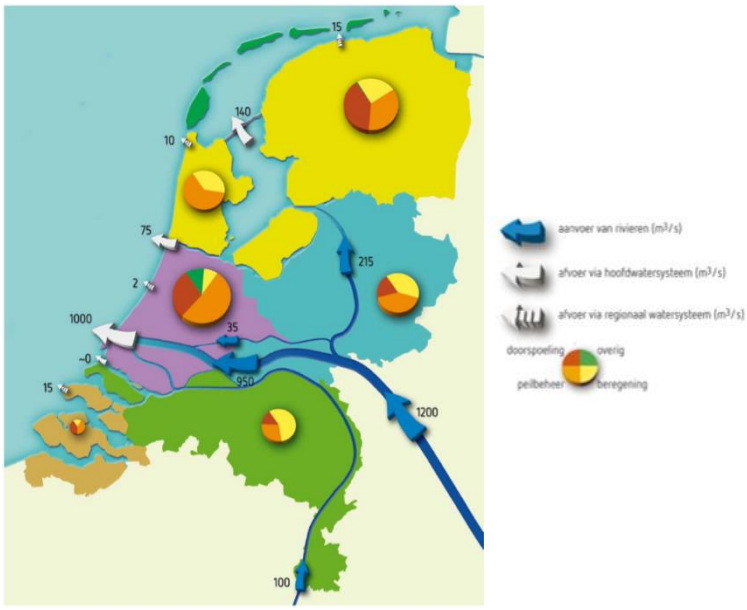
Werking

Energie uit zoet-zout verschillen, ook wel blauwe energie genoemd, kan gewonnen worden met behulp van membranen tussen zoete en zoute waterstromen. Dit kunnen zowel zee- en zoetwater zijn, als zoute en zoete afvalwaterstromen.

Fysieke condities in Nederland

In Nederland is op veel plekken afvoer van zoet water in de (zoute) zee. Bij een lage zomerse aanvoer van zoet water via de Rijn en Maas is er sprake van een afvoer in zee van minimaal 1.250 m^3/s (zie Afbeelding 4.1) via rivieren, spuisluizen en gemalen die oppervlaktewater of gezuiverd afvalwater uitmalen. Ook Schelde, Eem en Volkerak hebben potentie. Er kan dus gesteld worden dat er goede condities zijn voor energie uit zoet-zout verschillen in Nederland.

Afbeelding 4.1 Gemiddelde afvoer van zoetwater in zee (m^3/s) tijdens een droge zomer [18]

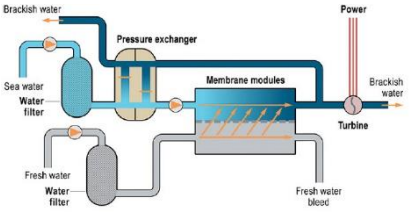


Status en relevantie van de techniek(en)

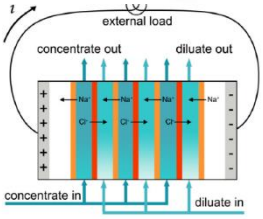
Deze techniek is in pilotfase. De bottleneck voor de haalbaarheid is de membraantechnologie, die nu nog erg duur is en een lage energiedichtheid heeft. Er wordt significante techniek- en prijsontwikkeling van de membraantechnologieën verwacht, maar het is lastig voorspellen hoe snel dit gaat.

Techniekanalyse en TRL

Blauwe energie wordt gewonnen op basis van het inzetten van membranen die een zoete en zoute waterstoom scheiden. Voor Nederland gaat dat hoofdzakelijk over zoete waterstromen, die in zee uit stromen. Deze zoete stromen kunnen rivieren zijn, maar ook oppervlaktewater of gezuiverd afvalwater dat door gemalen naar zee gepomp wordt. Er zijn twee kansrijke technieken om elektriciteit op te wekken uit zoet-zout verschillen:



- bij *Pressure Retarded Osmosis (PRO)* laat het membraan water door, maar geen opgelost zout. Doordat water van nature van de zoete naar de zoute kant wil stromen ontstaat er een drukverschil waarmee elektriciteit opgewekt kan worden via een turbine (zie afbeelding rechts);
- bij *Reverse Electrodialysis (RED)* laten ion-selectieve membranen Na^+ en Cl^- ionen door waardoor per membraan een klein spanning ontstaat. Het is eigenlijk het proces van ontzilting van zeewater tot drinkwater, maar dan omgekeerd. Door meerdere membranen in serie achter elkaar te zetten ontstaat een spanning die groot genoeg is om elektriciteit mee op te wekken (zie afbeelding rechts).



Elke m^3 zoetwater heeft in theorie een energiepotentie van 1,4 MJ[1] [19], wanneer het met eenzelfde hoeveelheid zeewater wordt gemengd. Het zou technisch haalbaar moeten zijn om bij een debiet van 1 m^3/s circa 1 MW vermogen te leveren [1], wat om een rendement wat op een rendement van 70 % neerkomt.

$$vermogen = debiet\ \frac{m^3}{s} * \ energiepotentie\ \frac{MJ}{m^3} * rendement\ \%$$

Een kanttekening hierbij is dat indien het zoete water al enigszins brak is, of het zoute zeewater minder zout door menging met bijvoorbeeld rivierwater de energiepotentie per m^3 kleiner is. Grote blauwe energie installaties kunnen de zoutconcentratie bij de innamepunten beïnvloeden en dat is een belangrijk aandachtpunt bij het ontwerpen van een centrale. Beide technieken bevinden zich momenteel rond TLR 7: demonstratie systeem. Voor de slagingskans van zowel PRO als RED technieken is de membraamontwikkeling van belang. Dit gaat naast verbeteren van de energiedichtheid en daarmee samenhangende rendement en dus energieprestatie, ook om de levensduur en het voorkomen van biofouling op de membranen. Welke techniek zich het snelst zal ontwikkelen valt nog niet te zeggen. In Nederland ligt de (onderzoeks)focus vooral op RED, maar in het buitenland zijn er een aantal (onderzoeks)projecten op gebied van PRO.

Voorbeeld projecten

De Nederlandse startup REDstack draait sinds 2014 een prototype systeem (TRL 6) met een maximaal vermogen van 50 kW op de Afsluitdijk (zie afbeelding) op basis van de RED-techniek [20]. REDstack plant de eerste commerciële toepassing (TRL 8) van een 800 kW installatie in Katwijk die in 2021 operationeel zou moeten zijn [20].

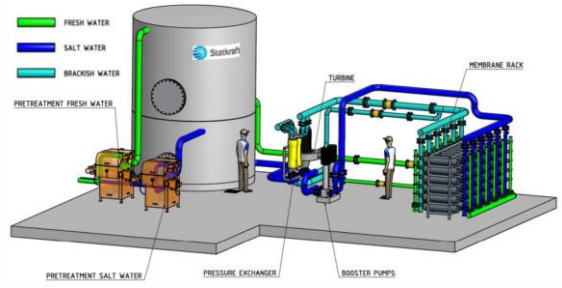


De Nederlandse startup AquaBattery past in hun BlueBattery de RED techniek omkeerbaar toe om elektriciteit op te slaan. Het voordeel hierbij is dat er een hogere zoutconcentratie ten opzichte van zeewater toegepast kan worden waardoor de energiepotentie hoger ligt. Hun pilot in Delft heeft een vermogen van 1 kW en opslagcapaciteit van 10 kWh [21].

[1] Eerder werd gedacht dat de theoretische energiepotentie 2.3 MJ [19] of 2,52 MJ [1] was.

Het Noorse energiebedrijf Statkraft had tussen 2009 en 2014 een pilot op basis van PRO met een vermogen tussen de 2 en 4 kW [22] (zie afbeelding).

In het Japanse Mega-ton project werd PRO succesvol toegepast om energie terug te winnen bij ontzilting van zeewater tot drinkwater [23].



Kostprijs en economische haalbaarheid

Over de kosten van een blauwe energiecentrale lopen de schattingen zeer uiteen. Bij zowel RED als PRO centrales zijn de kosten van voorbehandeling en van de membranen de belangrijkste kostenposten [24].

Met huidige membraanprijzen van 50-150 EUR/m^2, zou de kostprijs voor een blauwe energie uit een centrale van 1 à 2 MW circa 0,60 tot 1,00 EUR/kWh zijn voor zowel RED als PRO [25]. De berekening van de SDE+ [26] gaat uit van 37 EUR per MW investeringskosten; hiermee komt de kostprijs nu nog op 0,41 EUR/kWh.

Door fabrikant REDstack wordt een kostprijs van 0,10 tot 0,15 EUR/kWh verwacht op basis van een businesscase die gemaakt is door EY, waarbij 0,10 EUR/kWh geldt voor centrales groter dan 50 MW [20]. In een andere schatting voor de toekomstige kostprijs van blauwe energie [27] zijn de kosten van energie met een membraanprijs van 5 EUR/m^2 berekend en komen deze uit op 0,19 EUR/kWh voor een 1 MW centrale.

Op de lange termijn zou bij een sterk gereduceerde membraanprijs van 2 EUR/MW voor een RED centrale, theoretisch een kostprijs van tussen de 0,05 en 0,10 EUR/kWh behaald kunnen worden [24] [28]. Voor zowel de energiedichtheid en membraanprijzen lopen schattingen voor mogelijke reductie uiteen.

Alle bronnen in ogenschouw nemend is dus de huidige kostprijs tussen 0,41 – 1,00 EUR/kWh, en zou een reductie naar 0,10 EUR/kWh in 2030 en 0,05 EUR/kWh in 2050 mogelijk zijn.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

Omdat de centrale geplaatst wordt op plekken waar toch al zoet water in zee stroomt zal de ecologische impact naar verwachting beperkt zijn. Wat het effect op ecologie en waterkwaliteit is van grotere centrales die een aanzienlijk deel van het debiet van een rivier benutten moet nog nader onderzocht worden. Elementen waarvan de milieueffecten ook nader onderzocht moeten worden zijn: het eventueel toevoegen van industriële restwarmte ter verhoging van de energieopbrengst (indien van toepassing), het inzuigen van organismes in de inlaten van de installaties en toepassing reinigingschemicaliën van membraaninstallaties en lozing spoelwaterstromen van voorbehandelingstechnieken. Een consortium van Redstack (penvoerder), NIOZ, Wageningen Marine Research, Deltares, Ziltwater Advies en Kodak voert momenteel een onderzoek uit naar onder andere de ecologische effecten van energie uit zoet-zout verschillen voor grotere set-ups.

De maatschappelijke weerstand is naar verwachting beperkt, omdat centrales op plekken komen waar ze goed in te passen zijn, zoals:

- Nieuwe Waterweg bij Hoek van Holland of Tweede Maasvlakte (1.000 m^3/s);
- op de Afsluitdijk bij Den Oever, Kornwerderzand of Breezanddijk (140 m^3/s);
- sluizen van IJmuiden (75 m^3/s);
- gemalen en rioolwaterzuiveringen die op zee uitmalen.

Het ruimtegebruik van blauwe energie moet echter niet onderschat worden. Voor een centrale van circa 1 MW moet rekening worden gehouden met een oppervlakte van circa 1.500 m^2, waarbij rekening is gehouden met voorbehandeling, energieconversie en buffertanks [25]. Dit is bij bovengenoemde locaties en debieten met wat passen en meten inpasbaar. Voor het ruimtegebruik van de energieconversie is met name de energiedichtheid van de membranen en de ontwikkeling daarvan van belang.

Door zeespiegelstijging kan zoet water niet overal meer op natuurlijk verval gespuid worden op zee, en moet er actief bemalen worden. Hiervoor is in 2004 de maalcapaciteit van Gemaal IJmuiden uitgebreid van 160 naar 260 m^3/s [29]. Ook in de Afsluitdijk zijn om deze reden pompen gepland met een gezamenlijke capaciteit van 235 m3/s [30]. De blauwe energiecentrales pompen uiteraard ook zoet water naar de zee zijde, en wel als base-load. De functie bemaling komt er dus 'gratis' bij.



Realistische schatting nationaal potentieel

De kostprijsontwikkeling en het rendement van blauwe energie hangen af van membraamontwikkeling. Voor het rendement nemen we voor zowel RED als PRO 70 % en dus 1 MW vermogen bij 1 m^3/s debiet [1]. Vanuit een economisch oogpunt is per locatie een ontwerpdebiet gekozen dat past bij een droge zomer zodat de centrale als baseload kan draaien. Rekening houdend met onderhoud is gerekend met 8000 vollasturen [25]. Afbeelding 4.1 toont droge zomerse zoetwater afvoer van 1.250 m^3/s naar zee. Van de 1000 m^3/s die door de Nieuwe Waterweg in zee gaat nemen we aan dat slechts de helft winbaar is i.v.m. inpasbaarheid. Het totale winbare debiet komt voor Nederland dan op 750 m^3/s. Dit brengt op ons de volgende nationale potentieel:

$$Nationale\ potentieel\ = 750\ \frac{m^3}{s} * 1{,}4\ \frac{MJ}{m^3} * 70\ \% * 8000\ h = 6\ TWh\ of\ 21\ PJ\ per\ jaar$$

Het gaat hierbij om de technische potentieel, omdat de economische haalbaarheid nog afhangt van de kostprijsontwikkeling.

Succes- en faalfactoren

De membraanontwikkeling is de belangrijkste factor in het al dan niet een succes worden van blauwe energie. Met subsidies voor onderzoek en pilots en demonstratie kunnen overheden hieraan bijdragen. Voor 2030 valt er nog geen grootschalige bijdrage van blauwe energie te verwachten Maar als de membraanontwikkeling en de daarmee gemoeide kostprijsontwikkeling doorzet kan blauwe energie richting 2050 een significante rol gaan spelen.

Hoewel de kostprijs van blauwe energie voorlopig nog hoog is, heeft de techniek wel als voordeel dat hij bijna het hele jaar als baseload kan draaien.

4.2 Waterkracht

Werking

Waterkracht is het opwekken van energie uit stromend water in rivieren en beken. Waterkrachttoepassingen op zee noemen we getijdenenergie, deze komen in paragraaf 4.3 aan bod. Waterkracht kan in open stroming door de kinetische energie uit het water te winnen:

$$Vermogen\ stroming\ = \frac{1}{2} * rendement * dichtheid\ van\ water * turbineoppervlak * stroomsnelheid^3$$

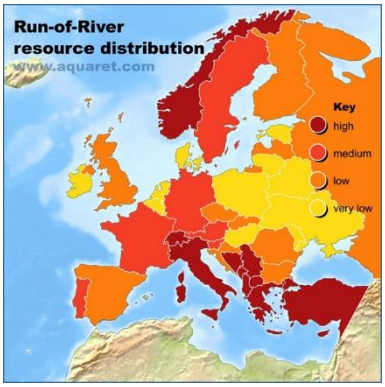
Dit kan ook bij een kunstwerk zoals een stuw waar uit een verval potentiële energie gewonnen wordt:

$$Vermogen\ verval\ = \ rendement * dichtheid\ van\ water * zwaartekrachtsversnelling * debiet * verval$$

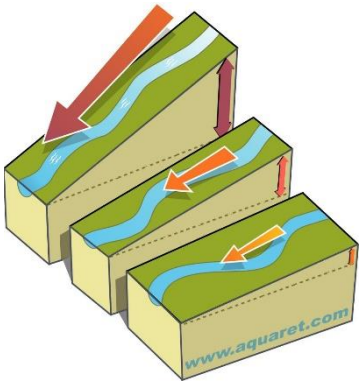
Fysieke condities in Nederland

Nederland heeft geen bergen. Door het kleine verhang stromen rivieren en beken hier langzaam. Enkel in Limburg vinden we een noemenswaardig verhang. De Maas daalt binnen ons land 45 m en de Rijn 9 m. Er kan gesteld worden dat er matige condities zijn voor waterkracht in Nederland, zeker in vergelijk tot landen met bergen zoals in Afbeelding 4.2 te zien in. Bestaande stuwen in rivieren en beken bieden echter wel mogelijkheden om elektriciteit op te wekken uit verval. Er zijn echter ook turbines op de markt voor toepassing in rivieren zonder verval.

Afbeelding 4.2 Condities voor waterkracht in Europa



>200 TWh/ jaar
100- 200 TWh/jaar
50- 100 TWh/jaar
< 50 TWh/jaar



Status en relevantie van de techniek(en)

De technologie voor waterkracht uit verval is een betaalbare en ontwikkelde techniek. Op verschillende plaatsen in Nederland en in het buitenland wordt dit al jarenlang toegepast. Zodoende is er voor grote centrales in rivieren weinig perspectief op verdere kostenreductie. Voor de Nederlandse rivieren is de cumulatie van vissterfte van bestaande turbines, nu de voornaamste belemmering voor het bouwen van nieuwe turbines. Dit is echter oplosbaar door het toepassen van (combinaties van) de volgende maatregelen:

- het vervangen van bestaande turbines door visveiligere turbines;
- het toepassen van mitigerende maatregelen ter beperking van vissterfte bij bestaande turbines; e
- er zorg voor te dragen dat nieuw te bouwen turbines slechts een zeer kleine additionele vissterfte veroorzaken waardoor ze toch vergunbaar zijn.

Dit maakt dat deze techniek op de korte termijn interessant is.

Ook stuwen bij beken zijn in deze studie geïnventariseerd. Hoewel de energiepotentie van individuele stuwen klein is, zit de potentie hier in de grote aantallen. Het is momenteel nog duur om voor elke stuw een specifiek ontwerp te maken. Standaardisatie en massaproductie kan dit betaalbaar maken.

4.2.1 Waterkracht bij stuwen bij grote rivieren

Techniekanalyse en TRL

Op basis van de potentiële energie uit verval, kan energie opgewekt worden bij stuwen in de grote rivieren. Een rivierwaterkrachtcentrale bestaat uit drie elementen: een sluizencomplex om schepen door te laten, de waterkrachtcentrale waar de energieopwekking plaatsvindt en een (regelbare) stuw die het water opstuwt maar het overtollige water dat niet door de centrale kan doorlaat.

Voorbeeld projecten

Er zijn momenteel al centrales in de Maas bij Linne van 11 MW (35 GWh/jaar) en bij Lith van 14 MW (44 GWh/jaar) [31]. Beide centrales halen circa 3200 vollasturen per jaar. De centrale bij Lith (zie afbeelding) heeft 4 turbines met het volgende gezamenlijke vermogen [31]:

$$Vermogen\ Lith = \ 69\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 450 \frac{m}{s^2} * 4{,}6\ m = 14\ MW$$



In de Nederrijn is momenteel één operationele centrale bij Maurik van 10 MW (24 GWh/jaar) [31]. Het aantal vollasturen is hier met 2400 lager dan bij de centrales in de Maas.

Het pijnpunt voor waterkracht in Nederland is dat bij lage afvoer er te weinig debiet is en bij hoge afvoer te weinig verval over de stuw om de centrale op vol vermogen te laten draaien. Hierdoor is het aantal vollasturen beperkt. Waterkracht is wereldwijd een zeer volwassen techniek (TRL 9). Van visveilige turbines,

die tevens geschikt zijn voor de lage vervallen die de stuwen in Nederland hebben, zien we de eerste commerciële toepassingen (TRL 8).

Kostprijs en economische haalbaarheid

Hoewel waterkracht wereldwijd een van de goedkoopste energievormen is valt dit in het vlakke Nederland tegen. Dit komt doordat laag verval turbines groter zijn dan hoog verval turbines, omdat ze een groter debiet moeten doorlaten om hetzelfde vermogen behalen. Dit resulteert in hogere investeringskosten per MW. Tevens komt het lage aantal vollasturen ten gevolge van het gedrag bij lage en hoge afvoer de kostprijs niet ten goede. Hierdoor is waterkracht in Nederland enkel haalbaar bij bestaande stuwen en kunstwerken.

De investeringskosten voor een waterkrachtcentrale van 1 MW worden in de SDE+ berekening geschat op 8000 EUR/kW [26]. Met 5.700 vollasturen en een afschrijftermijn van 15 jaar is de kostprijs volgens de SDE+ daarmee 0,171 EUR/kWh. Met een rentevoet van 3% en levensduur van 40 jaar is de kostprijs 0,078 EUR/kWh.

Voor grote rivierencentrales bij bestaande stuwen wordt een lager investeringsbedrag aangenomen van 4.000 EUR/kW [32] maar ook een lager aantal vollasturen à 2.500 (Nederrijn) tot 3.500 (Maas). Daarmee is de kostprijs respectievelijk 0,109 en 0,078 EUR/kWh.

Hoewel er in de turbineconcepten nog ontwikkeling zit, wordt waterkracht over het algemeen gezien als een volwassen technologie, waarbij de investeringskostenreductie vooral bepaald wordt door de reductie van de constructiekosten. Als de constructiekosten voor waterkrachtcentrales gunstig gecombineerd kunnen worden met andere werkzaamheden zouden ze misschien richting de 4.000 EUR/kW komen die ingeschat wordt voor de grote rivierencentrales. Als daar 5.700 vollasturen gemaakt kunnen worden, zou een kostprijs van 0,048 gehaald kunnen worden, maar dit wordt gezien als een minimum.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

Ecologische inpasbaarheid op het gebied van visveiligheid is het grootste bezwaar tegen waterkracht. Bij bestaande centrales Linne, Lith en Maurik is het schadepercentage 20 à 30 % voor aal en tot meer dan 10 % voor overige vissoorten [33]. Het onderwerp visveiligheid maakt specifiek deel uit van de Beleidsregel watervergunningverlening waterkrachtcentrales in Rijkswateren, die in 2015 van kracht is geworden. De beleidsregel schrijft een maximale cumulatieve sterfte per relevant gebied voor van 10 % voor schieraal, zalm en zeeforel, die dus door de huidige centrales wordt overschreden.

Inmiddels zijn er bij de bestaande centrales maatregelen getroffen, die vooral inzetten op het stilzetten van de turbine wanneer trek van vis voorspeld is. Naast het toepassen van dergelijke mitigerende maatregelen kan er, om ruimte voor nieuwe waterkrachtprojecten te creëren, worden gedacht aan het vervangen van bestaande turbines door visveiligere turbines en/of er zorg voor te dragen dat nieuw te bouwen turbines slechts een zeer kleine additionele vissterfte veroorzaken waardoor ze toch vergunbaar zijn (zoals bij de waterkrachtcentrale bij Borgharen). Maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid vormen geen probleem, omdat de centrales worden gerealiseerd op een plek waar toch al een stuw in de rivier staat.
Sommige visveilige turbines kunnen het ook mogelijk maken om vissen stroomopwaarts te laten migreren. Hiermee kan de turbine naast energieopwekking ook de functie vispassage vervullen.



Realistische schatting nationaal potentieel

De zeven stuwen in de Maas, tussen Borgharen en Lith, hebben als doel de Maas bevaarbaar te houden bij een lage afvoer. Ze hebben een gezamenlijk verval van circa 25 m [34] bij een gemiddelde afvoer van 200 m^3/s. De afvoer van de Maas vertoont een spreiding van 20 tot 3.500 m^3/s [35] en bij een ontwerpdebiet van 300 m^3/s kunnen circa 3500 vollasturen behaald worden. Dit resulteert in het volgende potentieel van alle zeven stuwen in de Maas:

$$Potentieel\ stuwen\ Maas = \ 80\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 300 \frac{m}{s^3} * 25\ m * 3500\ h = 200\ \frac{GWh}{jaar}$$



De Rijn komt ons land binnen met een gemiddelde afvoer van 2.200 m^3/s en wordt opgesplitst in de Waal en Pannerdens Kanaal, welke weer splitst in de IJssel en Nederrijn. Deze Nederrijn, die later over gaat in de Lek, is gestuwd met de drie stuwen Driel, Amerongen en Hagestein, met een gezamenlijk verval van circa 8 m [34]. Het doel van deze stuwen in om bij lage afvoer meer water via de IJssel te stuwen. De afvoer van de Nederrijn varieert van een minimale van 25 m^3/s voor verversing tot 500 m^3/s waarbij de stuwen helemaal opgehaald worden, waardoor het verval voor waterkracht verdwijnt. Door bovengenoemde redenen is het aantal vollasturen dat een waterkrachtcentrale in de Nederrijn kan draaien met circa 2500 uur lager dan in de Maas. Uitgaande van de een ontwerpdebiet van eveneens 300 m^3/s is het potentieel van alle drie stuwen in de Nederrijn:

$$Potentieel\ stuwen\ Nederrijn = \ 80\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 300 \frac{m}{s^2} * 8\ m * 2500\ h = 50\ \frac{GWh}{jr}$$

Er is dus ruimte om de huidige capaciteit van waterkracht in de rivieren van 35 MW en 100 GWh/jaar uit te bereiden naar 80 MW en 250 GWh/jaar, wat gelijk staat aan een maatschappelijk winbaar potentieel van 0,9 PJ/jaar.

Succes- en faalfactoren

Voordat deze capaciteit gerealiseerd kan worden moeten eerst de huidige centrales visveilig gerenoveerd of vervangen worden. Rijkswaterstaat kan een coördinerende rol hebben in het overleg met eigenaren van de bestaande centrales voor het visveilig renoveren en het uitrollen van nieuwe centrales. Striktere handhaving van regelgeving en eventueel mee-investeren zijn daarnaast mogelijkheden voor Rijkswaterstaat om de visveilige waterkrachtcapaciteit te vergroten.

Een succesfactor is dat er ervaring is met het bouwen van waterkrachtcentrales, dus als de keuze wordt gemaakt om de huidige centrales te renoveren kan deze potentie al in 2030 gerealiseerd zijn.

4.2.2 Waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen

Techniekanalyse en TRL

Waterkracht bij stuwen in beken werkt op hetzelfde principe als waterkracht bij stuwen in rivieren, maar dan met een veel kleiner debiet. Waterkracht bij stuwen loont vanaf een vermogen van ongeveer 10 kW. Degelijke kleinere turbines, bij kleine vervallen, zijn relatief nieuw (TRL 8), terwijl iets grotere turbines al wat langer op de markt zijn (TRL 9). Ook de visveiligheid van turbines is de afgelopen jaren verbeterd, maar nog steeds een aandachtpunt bij de selectie van turbines.

Voorbeeld projecten





De EQA-Box bij stuw Asschat [36] in het Valleikanaal die in 2018 in gebruik is genomen is een voorbeeld van 10 kW turbine:

$$Vermogen\ Asschat = \ 75\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 1{,}7 \frac{m}{s^2} * 0{,}8\ m = 10\ kW$$

Een wat grotere vijzelturbine met een hoger verval en debiet is in 2016 gerealiseerd in het project Dommelstroom [37]:

$$Vermogen\ Dommel = \ 85\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 8{,}0 \frac{m}{s^2} * 1{,}8\ m = 120\ kW$$

Voor dergelijke projecten kunnen op goede locaties circa 5000 vollasturen behaald worden. Voor stuw Asschat resulteert dit in een geschatte jaaropbrengst van respectievelijk 50 MWh = 0,18 TJ en voor Dommelstroom 600 MWh = 2,2 TJ. Tot nu toe wekt de Dommelstroom echter gemiddeld maar 360 MWh per jaar op. Dit zou kunnen komen omdat de vijzel niet het rendement van 85% haalt.

Kostprijs en economische haalbaarheid

Een waterkrachtcentrale van 20-50 kW heeft vergelijkbare investeringskosten per kW als een grotere waterkrachtcentrale [26]. De 120 kW centrale van Dommelstroom heeft 1 miljoen EUR gekost (8.333 EUR/kW) [38]. Met onderhoudskosten van 100 EUR/kW/jaar en 5.000 vollasturen [38] geeft dit een kostprijs van 0,092 EUR/kWh. Als voor minder gunstige locaties rekening gehouden wordt met 50 % hogere investeringskosten en 40 % minder vollasturen, gaat de kostprijs omhoog richting 0,21 EUR/kWh.
Indien dergelijke kleine turbines in massaproductie gemaakt worden kunnen de investeringskosten verder omlaag, met als ondergrens de 4000 EUR/kW en 0,048 EUR/kWh die voor grootschalige waterkracht geldt.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

Ook bij opwekking van energie uit waterkracht bij stuwen in beken speelt visveiligheid een rol. Vanwege de beperkte beschikbare debieten in beken, zal bij toepassing van turbines in beken meestal het grootste deel van de afvoer van de beek door de turbine geleid worden. De visveiligheid van het toegepaste type turbine heeft daarom een grote invloed op de kansen voor stroomafwaartse vismigratie. Het effect op vismigratie bestaat zowel uit de directe gevolgen door fysieke schade als uit indirecte effecten doordat het gedrag van vissen verandert door aanwezigheid van turbines. Daarnaast heeft de inzet van waterkracht ook invloed op stroomopwaartse migratie. Stroomopwaartse migratie is alleen mogelijk als er geen tussenkomst van turbines is. De potenties hangen daarom samen met het deel van het totale debiet dat door de waterkracht turbine wordt geleid. Bij inzet van waterkracht nemen de kansen voor vismigratie af, waardoor een negatieve uitwerking op de vispopulaties verwacht kunnen worden, zelfs bij toepassing van visveilige turbines.

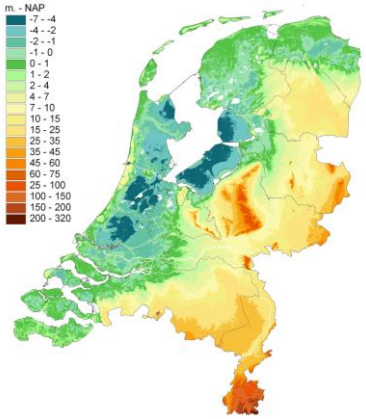
De Beleidsregel watervergunningverlening waterkrachtcentrales voor Rijkswateren is niet van toepassing op kleine waterlopen, maar ook in deze watergangen moet wel rekening gehouden worden met vismigratie. De hierboven getoonde EQA-Box bij stuw Asschat en de Vijzelturbine zijn voorbeelden van visveilige turbines.

Een mogelijke synergie kan gemaakt worden met watermanagement. Nog maar bij weinig stuwen is er sprake van een debietmeting. Een turbine bij een stuw zou ook gebruikt kunnen worden als debietmeting. Dit kan waterschappen helpen bij een meer adaptief waterbeheer en flexibele peilsturing. Er moet daarbij een balans gezocht worden tussen behoefte vanuit het waterbeheer en de energiebaten.



Realistische schatting nationaal potentieel

Het potentieel voor waterkracht bij stuwen in beken is vooral te vinden in de provincies met enig natuurlijk verhang, te weten Limburg, Brabant, Gelderland en het oosten van Overijssel en Drenthe. Er is nooit een landelijke inventarisatie gemaakt van de potentieel van alle stuwen. Er is openbare data van ten minste 23.000 stuwen bij de waterschappen, echter ontbreekt vaak de benodigde debiet- en verval informatie die nodig is om een potentieberekening te maken.



Er zijn wel specifieke studies uitgevoerd voor de Noordelijke Provincies [39] die uitkomen op een potentieel van 12 TJ/jaar voor Overijssel en 6 TJ/jaar voor Drenthe. Voor provincie Gelderland is ook een studie uitgevoerd [32], waarin de potentiële vermogens van centrales bij kleine stuwen optellen tot circa 1 MW. Bij 5000 vollasturen zou dit op jaarbasis 5000 MWh of 18 TJ kunnen opleveren. Voor Brabant en Limburg zijn geen getallen bekend, maar deze zullen eveneens in de orde van enkele tientallen TJ/jaar zijn, waarmee het landelijke totaal in de orde van 100 TJ/jaar of 0,1 PJ/jaar ingeschat kan worden. Dit is in principe een maatschappelijk winbaar potentieel, met de kanttekening dat voor de kleinere stuwen de economische haalbaarheid onzeker is.

Succes- en faalfactoren

Een succesfactor kan zijn dat er veel stuwen met potentie zijn. Tegelijkertijd kan juist een faalfactor zijn dat de potentie van individuele stuwen redelijk klein is. Hoewel ook het totale potentieel van waterkracht bij stuwen in beken beperkt is, kan dit voor waterschappen in het zuiden en oosten van het land toch een interessante optie zijn. Voor een waterschap is de meest tot de verbeelding sprekende manier van energiewinning natuurlijk energiewinning uit eigen wateren. De succesfactor hierbij is meerdere

vergelijkbare stuwen gecombineerd aan te besteden. De SDE+ subsidie voor waterkracht is afgelopen jaren krap tot ontoereikend geweest om dergelijke projecten rendabel te maken. De vraag is dus of de landelijke overheid de SDE+ voor (kleinschalige) waterkracht verhoogd, of dat waterschappen of lokale overheden bereid zijn om de onrendabele top in te vullen. Er zijn voldoende visveilige alternatieven op de markt om deze techniek direct uit te rollen.

4.3 Getijdenenergie

Werking

Getijdenenergie werkt eigenlijk net als waterkracht, maar hierbij dan met de getijdengolf die langs de kust loopt als energiebron. Ook bij getijdenenergie is het mogelijk de kinetische energie uit de open stroming te winnen:

$$Vermogen\ stroming = \frac{1}{2} * rendement * dichtheid\ van\ water * turbineoppervlak * stroomsnelheid^3$$

Ook valt potentiële energie te winnen uit een verval bij een waterkering dat door het getij veroorzaakt wordt:

$$Vermogen\ verval = \ rendement * dichtheid\ van\ water * zwaartekrachtsversnelling * debiet * verval$$

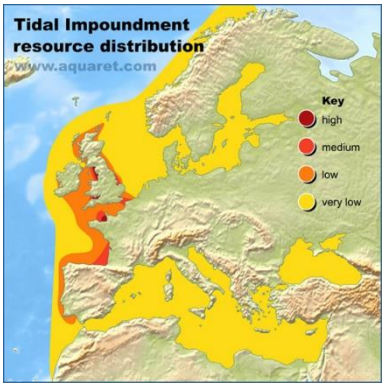
Fysieke condities in Nederland

Geschikte condities voor getijdenenergie vinden we daar waar het getijverschil groot is of de getijstroming groot is. Grote getijverschillen vinden we dicht langs de kust bij vernauwingen waarbij het verval toeneemt naar het zuiden, door de trechtervorming van de Noordzee. Het getijverschil tussen eb en vloed is 4-5 meter bij Vlissingen in de Westerschelde en neemt richting het Noorden geleidelijk af tot 1 meter bij Den Helder [1]. Tussen Den Helder en de Eems neemt het getijverschil weer wat toe.

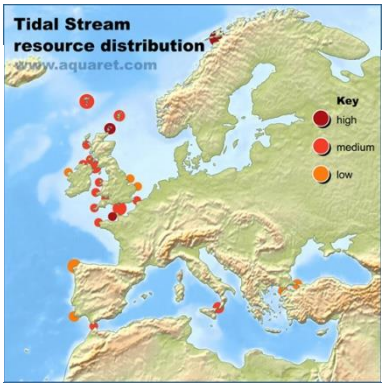
Op open zee heeft Nederland, met maximaal 1 à 1,5 m/s, lage getijdenstroming. Hoge stromingen vinden we waar het getij om een eiland heen of door een nauwe opening moet, maar in Nederland zijn dergelijke locaties beperkt tot het Marsdiep tussen Den Helder en Texel en de Westerschelde, maar ook daar is de stroomsnelheid hooguit 2 m/s. Stromingen zijn het hoogst in de openingen van de Oosterscheldekering en de spuisluizen van de Afsluitdijk, waar de stroomsnelheid kan oplopen tot 4,5 m/s.

Dynamic Tidal Power (DTP) is een techniek waarbij een kilometers lange strekdam in de zee wordt gebouwd om de getijdengolf te vertragen en zo een verval over deze dam te creëren. Voor DTP is een minder hoog natuurlijk getijdenverschil nodig, waardoor dit voor de ondiepe Nederlandse kust geschikt zou kunnen zijn. Samenvattend zijn de condities voor getijdenenergie in algemene zin matig, maar op enkele locaties zijn de condities redelijk goed.

Afbeelding 4.3 Condities voor getijdenenergie in Europa uit verval bij keringen (links) en stroming (rechts)



Getijdenverschil
bij springtij
>10 m
8 - 10 m
5 - 8 m
< 5 m

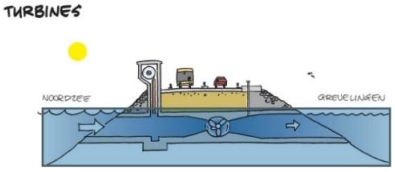


Getijdenstroming
bij springtij
>3 m/s
2 - 3 m/s
< 2 m/s

Status en relevantie van de techniek(en)
Getijdenenergie in stroming op open zee is nog in een pre-commerciële fase en heeft nog hoge kosten. Lokaal is er wel potentie in Nederland, dus dit zou interessant kunnen zijn richting 2050. Getijdenenergie bij waterkeringen is een bestaande techniek die op specifieke locaties (met name Zeeland) in 2030 een bijdrage kan leveren. DTP is nog in een zeer vroege fase, maar de verwachting is dat deze techniek tegen lage kosten veel energie kan produceren, mits grootschalig uitgevoerd en de milieueffecten acceptabel blijken.

4.3.1 Getijdenenergie met verval bij waterkeringen





Techniekanalyse en TRL
Getijdenenergie op basis van verval bij waterkeringen werkt op het principe dat eb en vloed op zee een waterstandverschil over kering veroorzaken. Deze potentiele energie kan gewonnen worden met turbines. Dit is een gevorderde techniek (TRL 9) en wordt in La Rance (Frankrijk) al 50 jaar toegepast. Aantoonbaar visveilige turbines die geschikt zijn voor het kleinere getijverschil in Nederland zijn nog in een demonstratiefase (TRL 7).
Getijdenenergie winnen bij keringen kan op 3 manieren: opwekken bij eb, opwekken bij vloed en bij beide.

Een kansrijke locatie voor getijdenenergie met verval is bij de Brouwersdam waar een vermogen van 25 tot 40 MW gerealiseerd kan worden [40]. De Brouwersdam zou ook met stromingsturbines gerealiseerd kunnen worden, maar dan is het inpasbare vermogen met maximaal 17 MW [40] een stuk kleiner, zie in tabel 4.2 een vergelijking. Omdat dit onderzoek op zoek is naar het maximale realistische potentieel, is de Brouwersdam in de categorie verval ingedeeld met het volgende vermogen [40]:

$$Vermogen\ Brouwersdam = \ 85\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 2000 \frac{m}{s^2} * 1{,}5\ m = 25\ MW$$

Voorbeeld projecten



La Rance Tidal Power Station in Frankrijk is een systeem met hoog verval. Deze draait al sinds 1966 [41]. Het Rance estuarium heeft met gemiddeld getijverschil van 8 meter oplopend tot 13,5 m bij springtij [41]. Dankzij de gunstige condities kan de centrale elektriciteit produceren voor een kostprijs van 0,04 EUR/kWh. De centrale bestaat uit 24 Bulb turbines van 10 MW [41]:

$$Vermogen\ La\ Rance = \ 85\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 6700 \frac{m^3}{s^2} * 4{,}3\ m = 240\ MW$$



Aan de oostzijde van het Grevelingenmeer wordt momenteel de laatste hand gelegd aan de 3 testgoten van het Tidal Technology Center Grevelingendam, waar laagverval en vrije stromingsturbines tot 1 MW getest, gedemonstreerd en gecertificeerd kunnen gaan worden [42].

Kostprijs en economische haalbaarheid
In 2014 is door het Projectbureau Getijdencentrale Brouwersdam (een samenwerkingsverband van Rijkswaterstaat, provincies Zuid-Holland en Zeeland en de gemeenten Goeree-Overflakkee en Schouwen-Duivenland) een aantal businesscases berekend voor de Brouwersdam met zowel verval- als vrije stromingsturbines [40]. De kosten hiervoor zijn vergeleken in tabel 4.2, waarbij de full scale en near full scale verval variant op een kostprijs van respectievelijk 0,14 en 0,11 EUR/kWh uitkomen. De full scale variant van 41 MW resulteert in een hogere kostprijs, omdat deze minder vollasturen kan maken. De kosten voor een centrale met vrije stroming zijn daar ook berekend. Daarbij moet wel vermeld worden dat er bij de Brouwersdam sowieso een doorlaat wordt gecreëerd en er in de kostprijs enkel met de meerinvestering voor energieopwekking is gerekend.

In 2018 is er op basis van de eerdere studies en een markconsultatie nog een geoptimaliseerde verval variant uitgewerkt [43], die tegen een kostprijs van 0,09 EUR/kWh zou moeten kunnen produceren. Hierbij was de

eis gesteld dat de turbine ook zou moeten kunnen pompen. Er zijn nog maar weinig leveranciers die aan die eis kunnen voldoen. Na verdere turbineoptimalisatie richting 2030 zou deze variant redelijkerwijs ten minste 2800 in plaats van 2400 vollasturen moeten kunnen halen, waarna de kostprijs tot 0,08 EUR/kWh zakt.

Tabel 4.2 Kosten van getijdencentrale bij de Brouwersdam [40] en [43]

Parameter	Brouwersdam verval full scale	Brouwersdam verval near full scale	Brouwersdam verval variant 2018	Brouwersdam vrije stroming (OEU 2)
Meerinvestering energie	241 MEUR	138 MEUR	66,8 MEUR	100 MEUR
Vermogen	41 MW	24,6 MW	24,9 MW	17 MW
Levensduur	30 jaar	30 jaar	30 jaar	30 jaar
Operationele kosten	4,1 MEUR/jaar*	2,46 MEUR/jaar*	2,0 MEUR/jaar	1,7 MEUR/jaar*
Vollasturen	2840 uur/jaar	3460 uur/jaar	2400 uur/jaar	2053 uur/jaar
Jaarlijkse energieproductie	116 GWh/jaar	85 GWh/jaar	60 GWh/jaar	35 GWh/jaar
Kostprijs elektriciteit	0,14 EUR/kWh	0,11 EUR/kWh	0,09 EUR/kWh	0,19 EUR/kWh

* Geschat op 100 EUR/jaar/MW

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën



Voor getijdenturbines met verval is gekeken naar inpassing bij bestaande waterkeringen. Net als bij waterkracht is bij de ontwikkeling van getijdenenergie de visveiligheid van de turbines van belang. Er zijn inmiddels visveilige lage verval turbines in ontwikkeling.

Tevens zorgt het (gedeeltelijk) openen van een kering dat zout water binnenkomt. De Grevelingen is reeds een brakwatermeer omdat er reeds een doorlaatsluis is in de Brouwersdam. Voor het IJsselmeer is het binnen laten van zout geen optie in verband met bestaande functies (o.a. drinkwater winning). Er zou wel energie gewonnen kunnen worden tijdens het spuien bij de spuisluizen in de Afsluitdijk, zoals reeds is gedaan met Tocardo vrije stromingsturbines, maar dit levert een beperkt aantal vollasturen. Voor het Haringvliet is juist in het kierbesluit van 2018 besloten dat de Haringvlietsluizen open gaan bij vloed op een kier, zodat trekvissen met het zoute water mee het Haringvliet op kunnen zwemmen. Deze kier kan echter niet zomaar verder worden geopend ten behoeve van getijdenenergie, omdat er ook zoetwaterinnamepunten zijn in het Haringvliet.



Indien turbines worden toegepast die ook als pomp kunnen worden ingezet, kunnen de centrales naast energieopwekking ook voor bemaling worden ingezet. Dit kan relevant zijn bij verdere zeespiegelstijging.

Realistische schatting nationaal potentieel

De inpasbare locaties voor getijdenenergie met verval bij waterkeringen liggen in Zeeland, te weten Brouwersdam 25 MW (variant 2018), Grevelingendam Tidal Technology Center 2 MW en de Waterdunen 2 MW [44]. Tezamen goed voor 29 MW. Uitgaande van gemiddeld 2400 vollasturen [43] levert dit op jaarbasis 70 GWh of 0,3 PJ. Dit is het technisch potentieel omdat de economische haalbaarheid nog niet bewezen is.

Succes- en faalfactoren

Hoewel getijdenenergie geen baseload energie levert kan een succesfactor zijn dat het wel een zeer voorspelbare energiebron is. Op de landelijke energievraag zal getijdenenergie met verval bij waterkeringen geen grote bijdrage leveren. Voor provincie en RES regio Zeeland, met een elektriciteitsvraag van 10 PJ/jaar is de bijdrage van 3 % aan de provinciale elektriciteitsvoorziening echter wel degelijk relevant. Hiervoor moeten de provincie, Rijkswaterstaat en de landelijke overheid wel willen meewerken aan het faciliteren (o.a. vergunningen) en optreden als launching customer. Bij het Tidal Technology Center Grevelingendam kan komende jaren ervaring opgedaan worden met laagverval en vrije stromingsturbines. Die ervaring kan vervolgens meegenomen worden in het opschalen naar grotere projecten.

4.3.2 Getijdenenergie met stroming

Techniekanalyse en TRL

Getijdenenergie op basis van stroming kan zowel ter plaatse van waterkeringen als ook op open zee plaatsvinden. Deze kinetische energie kan gewonnen worden met vrije stromingsturbines. Dit is een techniek die in recente jaren commercieel is geworden (TRL 9) [45]. In Nederland wordt getijdenstroming momenteel voor het eerst op commerciële schaal toegepast in de Oosterschelde (TRL 8). Dit gaat met name om turbines met bladen die draaien om een horizontale as. Er zijn ook andere types stromingsturbines en deze bevinden zich tussen TRL 5 en 8 .

Voorbeeld projecten



Het bedrijf Tocardo Tidal Power heeft bij Oosterscheldekering in één van de 62 openingen 5 turbines van 240 kW geïnstalleerd, die dus samen 1,2 MW vermogen produceren [46]. Deze turbines hebben een diameter van 5,5 meter [47] en dus een turbineoppervlak 24 m2. Uitgaande van een stroomsnelheid van 4 m/s [47] volgt het vermogen:

$$Vermogen\ Tocardo = \frac{1}{2} * 32\% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 24\ m^2 * 4^3 \frac{m}{s} = 240\ kW$$

Dit geschatte rendement van 32 % lijkt laag, maar het is goed om te weten dat een stromingsturbine vanwege de wet van Betz [48] nooit hoger kan zijn dan 59 %. Torcardo heeft voornemens om het aantal turbines in de Oosterscheldekering uit te breiden. Indien dezelfde installatie van 1,2 MW wordt herhaald voor 50 van de 62 openingen kan er 60 MW geproduceerd worden. Met grotere en verbeterde turbines is 2 MW per openingen haalbaar en 30 uit 62 openingen nodig om aan 60 MW te komen.

Naast toepassing van vrij stromend water door een kering is ook een toepassing onder een drijvend ponton op open zee mogelijk. In 2018 was het cumulatieve geïnstalleerd vermogen wereldwijd 33 MW, waarbij het grootse deel sinds 2015 [49]. Bovendien zitten er in Europa voor 8 MW en in de rest van de wereld 3 MW aan getijdenstroming projecten in de pijplijn die mogelijk in 2019 gerealiseerd worden [49].

Kostprijs en economische haalbaarheid

Volgens een verzamelstudie van de EU in 2016 [45] is de huidige kostprijs van getijdenstroming 0,50-0,70 EUR/kWh bij gemiddelde getijdenstroming. De kostprijs van een getijdencentrale bij Alderney Race (Verenigd Koninkrijk) is geraamd op 0,15 EUR/kWh. De Europese doelstelling is dat in 2030 de kostprijs van 0,10 EUR/kWh wordt gehaald als er een cumulatief vermogen van 10GW is opgesteld wereldwijd [45] [50]. Dit gaat echter met name over turbines op open zee (tidal farms).

In Nederland zijn er goede condities voor getijdenenergie in combinatie met waterkeringen. In 2010 is de kostprijs van elektriciteit van een getijdenstroming energiecentrale van 0,9 MW bij de Afsluitdijk door ECN geraamd op 0,37 EUR/kWh met een mogelijke daling naar 0,27-0,30 EUR/kWh in 2030 [51]. Dit zou gaan om vrije stromingsturbines die enkele uren per dag kunnen spuien in bestaande sluizencomplexen.

Op andere locaties kunnen turbines geplaatst worden die twee richtingen op kunnen werken. In 2014 zijn voor de Brouwersdam verschillende vrije stroming scenario's uitgewerkt op basis van installaties van de turbineleveranciers Schottel, Tocardo en OEU [40]. De uitgewerkte vrije verval varianten variëren tussen de 3 en 17 MW. Zoals weergegeven in tabel 4.2 is de kostprijs voor de 17 MW variant OEU 2 geraamd op 0,19 EUR/kWh.

De SDE+ heeft adviesbedragen opgenomen voor getijdenenergie met verval <0,5 m, waaronder stromingsenergie valt. De investeringskosten zijn gezet op 5.100 EUR/kW. De kostprijs komt uit op 0,195 EUR/kWh. Met een rentevoet van 3% is de kostprijs 0,16. Hiermee lopen dus de schattingen van de huidige kostprijs uiteen van 0,16 – 0,37 EUR/kWh en is de bandbreedte groot.

De genoemde pilotprojecten zijn allen geplaatst in gebieden met hoge stroming [45]. Gezien het beperkt aantal locaties condities in Nederland met hoge stroming en de vaak complexe integratie (in dammen),

zullen de kosten van projecten hier hoger zijn dan in gunstige gebieden in open water zoals in Canada, Frankrijk en UK. Desalniettemin kunnen ook de kosten in Nederland dalen door wereldwijd cumulatief opgesteld vermogen. Daarnaast kunnen stromingsturbines in Nederland goed gecombineerd worden met waterkeringen, waardoor koppelkansen en kostenvoordeel bij grootschalige uitrol gerealiseerd kunnen worden.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

Er zijn diverse onderzoeken naar de ecologische effecten van getijdenturbines uitgevoerd. De visvriendelijkheid van de turbines is onder meer onderzocht in de spuikokers van de Afsluitdijk [52]. Hierbij is gebleken dat de relatief langzaam draaiende vrije stromingsturbines geen schade toebrengen aan kleine vis. Grotere vis lijkt de turbines te mijden. Onderzoek bij bovengenoemde opstelling in de Oosterschelde naar het effect op zeezoogdieren zoals zeehonden en bruinvissen lijkt uit te wijzen dat er ook voor deze soorten een negatief effect niet aannemelijk is [47] . Voorgenoemde onderzoeken nemen de bestaande kleinschalige getijdenenergieprojecten als uitgangspunt. De effecten op zeezoogdieren, vissen en zandhonger van de opwekking van getijdenenergie op grotere schaal in de Nederlandse deltagebieden laat zich moeilijk voorspellen. Nader onderzoek is nodig om de haalbaarheid van grootschalige toepassing vast te stellen. Inpassingen onder de Oosterscheldekering is ruimtelijk geen probleem. Bij (drijvende) toepassing in de Westerschelde of bij de Wadden moet rekening gehouden worden met scheepvaart.

Voor estuaria waar sprake is van zandhonger, zoals de Oosterschelde, kunnen turbines door hun weerstand de getijdenstroming verminderen waardoor de zandhonger (en daarmee het verlies van leefgebied voor o.a. zeehonden) kan verergeren. Tot slot mag de primaire functie van de waterkering door de energieopwekking nooit in het geding komen.

Er zijn vooralsnog geen voor de hand liggende synergiën.

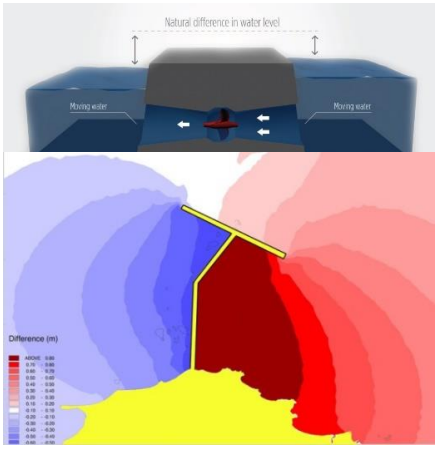
Realistische schatting nationaal potentieel

De inpasbare locaties voor getijdenenergie met stroming in Nederland zijn onder andere de Oosterscheldkering 60 MW, in de spuikokers van de Afsluitdijk 7 MW, in de Westerschelde 5 MW en de Waddenzee (onder andere in Marsdiep) 10 MW en overige offshore locaties 18 MW [44] [46]. Dit is bij elkaar goed voor 100 MW. Uitgaande van gemiddeld 2500 vollasturen [46] levert dit op jaarbasis 250 GWh of 0,9 PJ. Dit is het technisch potentieel, omdat de economische haalbaarheid nog niet bewezen is. Indien de techniek zeer betaalbaar wordt, kan het potentieel van de genoemde offshore locaties zelfs nog wat hoger uitvallen.

Succes- en faalfactoren

Hoewel getijdenstroming geen baseload energie levert kan een succesfactor zijn dat het wel een zeer voorspelbare energiebron is. Hoewel het potentieel niet zeer groot is kan dit op specifieke plekken in Nederland interessant zijn al voor 2030. Er is momenteel nog wel sprake van een onrendabele top, maar als de overheid pilots blijft faciliteren, kan de techniek zich verder ontwikkelen en kunnen er steeds grotere en betaalbaardere installaties worden gerealiseerd.

4.3.3 Getijdenenergie met Dynamic Tidal Power



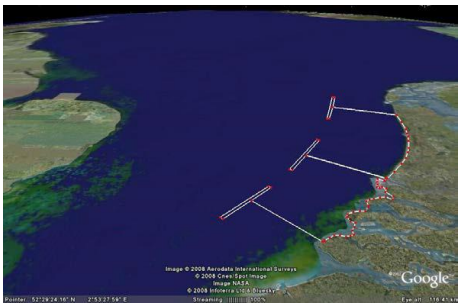
Techniekanalyse en TRL

Dynamic Tidal Power (DTP) is een techniek waarbij een kilometers lange strekdam in de vorm van een T in de zee wordt gebouwd, om de getijdengolf te beïnvloeden en zo een verval over deze dam te creëren. Door circa 10 % openingen te maken voor turbines in de dam kan er elektriciteit opgewekt worden. Voor DTP is een minder hoog natuurlijk getijdenverschil nodig, waardoor dit voor de ondiepe Nederlandse kust geschikt zou kunnen zijn. Hoe langer de dam, hoe hoger het verval, des te

gunstiger kan er energie opwekt worden. Voor Nederland lijkt een dam van 30 tot 50 km realistisch, met respectievelijk de vermogens [53] [54]:

$$Vermogen\ DTP\ dam\ 30\ km\ =\ 86\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 280.000 \frac{m}{s^2} * 1{,}7\ m = 4\ GW$$

$$Vermogen\ DTP\ dam\ 50\ km\ =\ 88\ \% * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 600.000 \frac{m}{s^2} * 2{,}9\ m = 15\ GW$$



Een DTP dam heeft een voorspelbaar fluctuerend productieprofiel omdat deze samenhangt met de getijden, met ongeveer 2000 vollasturen per jaar. Voor de 50 km dam komt dit op een jaarproductie van 30 TWh. Door twee of drie dammen te plaatsen met een zodanige afstand uit elkaar dat ze uit fase zijn met de langs de kust trekkende getijdegolf, kan een vrijwel vlak productieprofiel gemaakt worden.

Vooralsnog zijn er verkennende studies uitgevoerd naar DTP (TRL 3). De dam kan gemaakt worden met bestaande technieken waarmee de Nederlandse kustwaterbouwers en Rijkswaterstaat unieke ervaring hebben, met name op gebied van doorlaatcaissons in de Deltawerken. Hoewel er nog veel technische aspecten nader onderzocht moeten worden, is een DTP dam in principe technisch maakbaar.

Kostprijs en economische haalbaarheid

In 2014 heeft een consortium van Antea Groep, H2iD en DNV GL een technische raming gemaakt van de kosten van een DTP strekdam, op basis van ervaringen en aannames, zie tabel 4.2 .

Tabel 4.2 Raming van kostprijs van DTP [54]

Parameter	30 km strekdam	50 km strekdam
investeringskosten	20 miljard EUR	40 miljard EUR
vermogen	4.300 MWe	15.500 MWe
afschrijftermijn	40 jaar	40 jaar
operationele kosten	47 EUR/kWe	26 EUR/kWe
vollasturen	2.000 uur/jaar	2.000 uur/jaar
jaarlijkse energieproductie	8.600 MWh/jaar	31.000 MWh/jaar
kostprijs elektriciteit	0,12 EUR/kWh	0,07 EUR/kWh

De benodigde investering voor 30 km strekdam is geraamd op 20 miljard EUR [54]. Dat is onder de 5000 EUR/kW, wat vergelijkbaar is met traditionele waterkracht. De kostprijs wordt geschat op 0,12 EUR/kWh [54]. Voor de 50 km strekdam is de verwachte investering 40 miljard EUR en een kostprijs van 0,07 EUR/kWh [54]. Voor een voorspelbare en vrijwel constante vorm van elektriciteitsopwekking is dit een aantrekkelijke kostprijs. Echter, de belemmeringen op andere vlakken zijn dusdanig groot dat de economische effecten en proceskosten waarschijnlijk zwaarder zullen wegen dan de uiteindelijke bouwkosten. Gezien deze praktische belemmeringen wordt deze optie pas als realistisch geacht na 2030.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

De aanleg van DTP dammen zullen een zeer ingrijpend ecologisch effect hebben. Het directe fysieke effect van de dammen op de ecologie zal vermoedelijk beperkt zijn zolang visveilige turbines worden toegepast. Het voornaamste effect van de dammen zal echter indirect zijn:

- door de verandering van de getijdenstroom zullen erosie- en sedimentatiepatronen veranderen. De habitatgeschiktheid voor diverse bodem soorten zal daardoor over grote delen van de kust veranderen.

Op voorhand is niet te voorspellen of het totaal effect positief of negatief is, wel moet er vanuit gegaan worden dat de veranderingen vooral ten goede zullen komen aan soorten met een hoog adaptatievermogen (waaronder exoten), terwijl de condities voor soorten met laag adaptatievermogen zullen verslechteren;
- de dammen zullen de migratie van soorten langs de kust direct beïnvloeden. Als gevolg daarvan kunnen verspreidingspatronen ingrijpend veranderen;
- verandering in waterkwaliteit door effecten op verblijftijden en transport van voedingsstoffen langs de kust.

De aard en omvang van de ecologische effecten zal in sterkte mate afhankelijk zijn van de locatie en detailuitvoering van de DTP dammen. Omdat dit een ingrijpend project van grote omvang is, moet de inpasbaarheid en milieu-impact zeer grondig onderzocht worden. De bedenkers gaan ervan uit dat zowel vissen als sediment de visveilige turbines kunnen passeren, maar dit moet nog nader onderzocht worden.

Ook de ruimtelijke en maatschappelijke inpassing van de strekdammen op een drukke Noordzeekust met scheepvaart, visserij, militaire zones, zandwingebieden en windparken is zeer ingrijpend en daarom een belangrijke uitdaging bij deze techniek. Een voordeel van DTP is wel dat de ruimtelijke dichtheid van opwekcapaciteit (MW/km^2) stukken hoger is dan voor wind op zee en er dus een kleiner oppervlak van de Noordzee benodigd is.

DTP biedt ook kansen voor multifunctioneel gebruik. Het project kan bijvoorbeeld goed gecombineerd worden met een vliegveld in zee. De verbinding naar land bevat dan naast de turbines ook een transporttunnel voor passagiers. Mits tijdig gerealiseerd kan de dam tevens een aanlandingspunt vormen voor windparken in zee. Als DTP multifunctioneel wordt uitgevoerd kan het rendement flink worden verhoogd en geld worden bespaard.



De DTP dam biedt tevens een synergie met kustveiligheid in verband met zeespiegelstijging. De dammen kunnen een dempend effect hebben op het astronomisch getij, golf- en stormopzet wat de maximale stormopzet aan de kust met 1 tot 1,5 meter kan verlagen [53].



Realistische schatting nationaal potentieel

Indien het lukt om twee DTP dammen van 50 km en 15 GW in te passen en te realiseren zorgen deze gezamenlijk voor een redelijk continue baseload elektriciteitsproductie die op jaarbasis goed is voor 60 TWh of 220 PJ. Dit is goed voor circa 55 % van de landelijke elektriciteitsvraag.

Succes- en faalfactoren

De grote investeringskosten, maatschappelijke impact en risico's van een dergelijk project wijzen erop dat de overheid in de ontwikkeling van een DTP dam een grote rol zou moeten hebben. DTP is een techniek met een zeer grote potentie, maar mogelijk ook grote milieueffecten. De milieueffecten en de inpassing vormen dus de grootste uitdaging voor het slagen van DTP, dus dit moet uitvoerig onderzocht worden. Het is dan vervolgens aan de politiek om deze af te wegen tegen de baten. Hoewel de ruimtelijke inpassing niet eenvoudig zal zijn, is een bijkomend voordeel dat vanwege de grote energieopbrengst er dan ook aanzienlijk minder wind- en zonneparken ingepast hoeven te worden in Nederland. De technieken en aanlegmethoden zijn in principe bekend, er moet echter enkel nog aangetoond worden dat ze gecombineerd ook goed werken. Als er voldoende politiek draagvlak is, na grondig aanvullend onderzoek, kan DTP tussen 2030 en 2050 gerealiseerd worden en een aanzienlijk deel van de landelijke elektriciteitsvraag invullen.

4.4 Golfenergie

Werking

Met een golfenergieconverter kan golfenergie gewonnen worden uit de snel wisselende waterhoogte. Er zijn veel verschillende technieken om golfenergie te winnen. Enkele voorbeelden van technieken zijn vlotters die

verticaal oscilleren of scharnieren, luchtkamers in waterkeringen en aftopping van de golven met retourstroom door een turbine, zoals in Afbeelding 4.4 afgebeeld. Het vermogen van golfenergie is als volgt bepaald:

$$Vermogen\ golfenergie = \frac{1}{8} * rendement * dichtheid\ water * zwaartekrachtsversnelling * significante\ golfhoogte * golfperiode * lengte\ golfenergieconverter$$

Door de constanten en golfeigenschappen in te vullen kan de formule versimpeld worden:

$$Vermogen\ golfenergie = rendement * energiepotentie * lengte\ golfenergieconverter$$

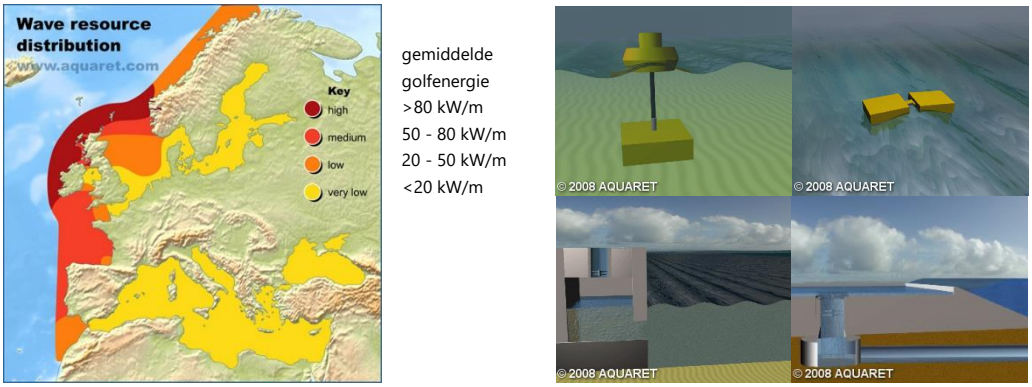
Bij een typische Nederlandse golfhoogte van 1 meter en een golfperiode van 8 seconden volgt een energiepotentie van 10 kW/m. Theoretisch beschikken de aankomende golven in Nederland over een vermogen van 3 GW bij een kustlijn van 300 km en een energiepotentie van 10 kW/m [55].

Fysieke condities in Nederland

De energiepotentie van golven drukken we uit in kW/m, dat is vermogen per strekkende meter in lengterichting van de golf. De ondergrens voor haalbare golfenergiesystemen ligt rond de 15 à 20 kW/m [56] en langs de Nederlandse kustlijn vinden we gemiddeld 8-11 kW/m [55]. Zodoende zijn in het Nederlandse deel van de Noordzee de condities voor golfenergie niet gunstig te noemen. Goede condities voor golfenergie vinden we op de Atlantische oceaan en het noordelijke deel van de Noordzee.

Een groot verschil met getijdenenergie is dat er bij die techniek een duidelijke rangschikking gemaakt kan worden van locaties met redelijke condities bij bepaalde keringen, matige condities in estuaria en slechte condities op open zee. Voor golfenergie is er wel enige rangschikking, verder op zee zijn de golven iets hoger, echter classificeren de condities zich in het geheel als slecht.

Afbeelding 4.4 Condities voor golfenergie in Europa (links) en verschillende golfenergieconverters (rechts)

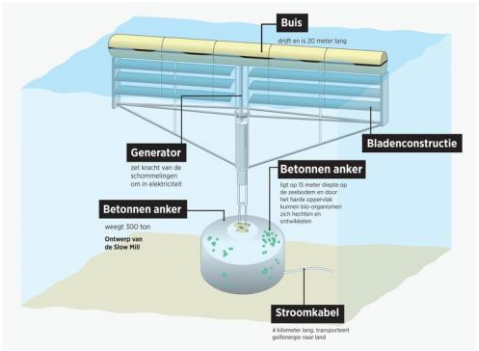


Techniekanalyse en TRL

De ontwikkeling van golfenergie is in de startfase. De behaalde TRL van bovengenoemde technieken varieert tussen de 5 en 8 [45]. Er zijn over de hele wereld pilots, maar zelfs op plekken met goede condities zijn er nog geen rendabele projecten. In 2018 was het cumulatieve geïnstalleerd vermogen wereldwijd 19 MW, die redelijk constant is geweest in de periode 2010-2015, maar met een geleidelijk afname in het geïnstalleerd vermogen daarna [49]. Na slechts 0,5 MW aan installatie in 2018 kan 2019 een beter jaar worden met mogelijk 3,4 MW in Europa en 1,2 MW in de rest van de wereld [49].

Voorbeeld projecten

Bij Texel wordt er momenteel een pilot opgestart met een golfenergieconverter van het Rotterdamse bedrijf Slow Mill. Het gaat om een golfenergieconverter met een verticaal oscillerende drijvende buis. Onder de buis bevindt zich een bladenconstructie om met een hogere efficiëntie energie uit de golven te kunnen halen. Dit schaalmodel heeft een buislengte van 8 m en gaat volgens het bedrijf circa 25 kW produceren [57]. Uitgaande van een lokale golfenergiepotentie van 10 kW/m komt dit vermogen als volgt tot stand:



$$Vermogen\ Slow\ Mill = \ 31\ \% * 10 \frac{\mathrm{kW}}{\mathrm{m}} * 8\ \mathrm{m} = 25\ \mathrm{kW}$$

Hierna wil het bedrijf opschalen naar een drijver met een lengte van 20 meter.

Kostprijs en economische haalbaarheid

Volgens een verzamelstudie van de EU in 2016 [45] is de huidige kostprijs van golfenergie 0,60-1,10 EUR/kWh bij gemiddelde golfcondities. De Europese doelstelling is dat in 2030 de kostprijs 0,15 EUR/kWh en in 2050 0,10 EUR/kWh [45] wordt gehaald, maar het is onzeker of dit realistisch is. Dit is nog steeds geen concurrerende prijs en voor Nederland zal deze nog hoger liggen vanwege de minder gunstige condities hier op de Noordzee. Voor het verlagen van de kostprijs is voornamelijk technologische ontwikkeling in opwekrendement, opschaling en commercialisering nodig.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

De ecologische impact van golfenergiesystemen is naar verwachting beperkt omdat het gaat om langzaam bewegende systemen. Desondanks blijft er onzekerheid bestaan over het milieu implicaties van grootschalige productie van golfenergie, met name op gebied van het risico van aanvaring, elektromagnetische velden, en het effect van onderwatergeluid op zeezoogdieren [58] [59]. Omdat er zoveel verschillende technieken zijn om energie op te wekken uit golven is een passende beoordeling per techniek gewenst.



Golfenergie systemen reduceren golfenergie en dit kan effect hebben op de kust. Dit kunnen negatieve effecten zijn, maar een mogelijk positief effect is dat tijdens stormen de golfbelasting op de kust lager is waardoor er een bijdrage wordt geleverd aan de kustverdediging [58] [59].



Naast getijdenstroming en drijvende zonnepanelen zou ook golfenergie een synergie kunnen vormen met offshore wind door multifunctioneel gebruik van de netaansluiting. Ook golven worden door de wind veroorzaakt. Echter kunnen er nog steeds golven zijn bij windstilte, omdat de golven hun oorsprong vinden op verre afstand en eerder in de tijd.

Realistische schatting nationaal potentieel

In een studie van Deltares [1] wordt het technische haalbare en inpasbare potentieel geschat op 1,5 TWh/jaar of 5,5 PJ/jaar. Dit een technisch potentieel, want het is vooralsnog bij de minder gunstige condities voor de Nederlandse kust niet economisch haalbaar. Of golfenergie in Nederland ooit economisch haalbaar wordt is nog niet goed te bepalen. Voor 2030 hoeft er in Nederland nog geen significante bijdrage van golfenergie verwacht te worden. Daarna is een herevaluatie van de kostprijsontwikkeling nodig om te bepalen of golfenergie economisch haalbaar wordt voor Nederland.

Succes- en faalfactoren

Voor golfenergie zijn pilotprojecten die bijdragen aan de leercurve van groot belang. Eerdere pilotprojecten op locaties met goede golfcondities gingen vaak vroegtijdig stuk, mede vanwege deze extreme golfcondities. Vanwege de milde condities zou Nederland wel geschikt zijn als proeftuin voor golfenergie. De milde condities en relatief lage golven maken het tevens onzeker of golfenergie in Nederland een

concurrerende techniek kan worden. Dergelijke pilots zou de overheid kunnen stimuleren in de tenders voor wind op zee projecten die rond en na 2030 gerealiseerd gaan worden.

4.5 Zon-PV op water

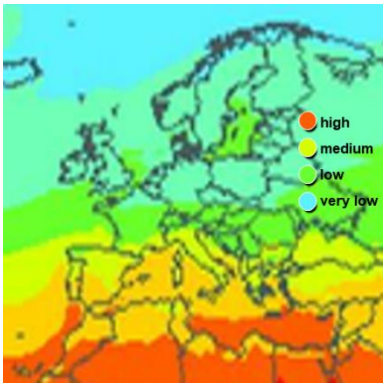
Werking

Fotovoltaïsche zonne-energie, kortweg zon-PV is een methode om met een zonnepaneel zonne-energie om te zetten in elektriciteit. De werking van een PV-paneel op water is grotendeels hetzelfde als op land, hoewel het water ook voor koeling en reflectie van zonlicht kan zorgen. Een groot verschil is dat er in plaats van een fundering een drijvende ondersteuning nodig is. De efficiëntie van PV systemen is sinds 2000 gestegen van circa 13 % naar 17 % in 2019. Dit komt overeen met 170 W/m^2 paneeloppervlak bij felle zoninstraling van 1000 W/m^2.

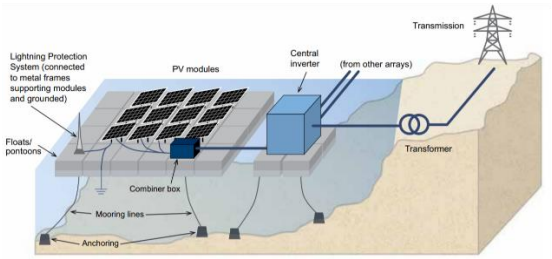
Fysieke condities in Nederland

In Nederland is de zoninstraling met circa 1.000 kWh/m^2 of vollast zonuren (zie Afbeelding 4.5) bijna de helft in vergelijk tot Noord Afrika. In Nederland en ons deel van de Noordzee hebben we te maken met circa 1.000 vollast zonuren, waardoor de jaarlijkse energieopbrengst circa 170 kWh/m^2 is. Hoewel in Nederland de *condities matig* zijn, is door sterke kostprijsreductie de techniek ook hier betaalbaar geworden.

Afbeelding 4.5 Condities voor zonne-energie in Europa [60] (links) en onderdelen in een drijvend zonnepark [61] (rechts)



Jaarlijkse zoninstraling
>2100 kWh/m^2
1500 - 2100 kWh/m^2
900 - 1500 kWh/m^2
<900 kWh/m^2



Status en relevantie van de techniek(en)

Zon-PV op meren is nu al een bewezen techniek die al op vele plaatsen in Nederland en elders wordt toegepast De techniek kan in 2030 al een substantiële bijdrage leveren aan de elektriciteitsvoorziening.

Voor zon-PV op zee is vanwege de complexiteit van golven en zout water verdere ontwikkeling van de drijvers nodig. De verwachting is dat dit pas tussen 2030 en 2050 een significantie bijdrage kan gaan leveren.

4.5.1 Zon-PV op meren

Techniekanalyse en TRL

De werking van een PV-paneel is op water is grotendeels hetzelfde als op land, hoewel het water ook voor koeling en reflectie van zonlicht kan zorgen, wat kan zorgen voor een hogere opbrengst. Een groot verschil is dat er in plaats van een fundering een drijvende ondersteuning nodig is, wat kan leiden tot extra kosten en onderhoud.

Zon-PV op meren is nu al een bewezen techniek met TRL 9 en wereldwijd al 1 GW aan geïnstalleerd vermogen [61] en kan in 2030 al een bijdrage leveren aan de elektriciteitsvoorziening.

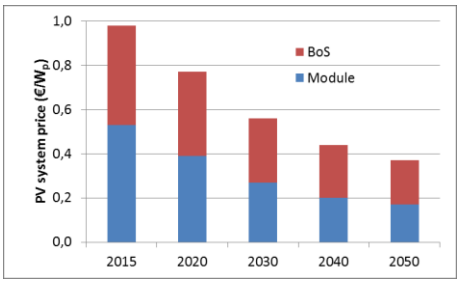
Voorbeeld projecten

Rijksvastgoedbedrijf (RVB), Rijkswaterstaat (RWS) en Havenbedrijf Rotterdam verkennen de mogelijkheid om de Slufter, een depot voor verontreinigd sediment, te voorzien van drijvende zonnepanelen. Er zou 100 ha wateroppervlak beschikbaar zijn, waar circa 100 MW geïnstalleerd zou kunnen worden. Er zijn op deze locatie eerder al proeven gedaan met drijvende zonnepanelen. Daaruit blijkt onder andere dat de golfslag die bij storm ontstaat tot schade aan de drijvende constructie kan leiden [62].



Kostprijs en economische haalbaarheid

De kosten van drijvend zon-PV op water zijn nu in de praktijk hoger dan zon-PV op land, omdat het een relatief nieuwe toepassing is [26]. Grootschalige zon-PV op water projecten in het buitenland realiseren al een vergelijkbare kostprijs als zon-PV op land [61]. In potentie kan zonne-energie op water goedkoper worden dan zonne-energie op land, vanwege lagere kosten van stakeholdermanagement, hogere opbrengst en de mogelijkheid om mee te draaien met de zon en gemiddeld grotere parken aan te leggen dan op land. In de SDE+ 2019 is uitgegaan van hetzelfde basisbedrag voor zon op water als voor zonnevelden op land [26]. Daarom kan worden uitgegaan van vergelijkbare kostprijs als voor zon op land, namelijk 0,093 EUR/kWh voor opstellingen van meer dan 1 MW. De investering van grote PV systemen van meer dan 1 MW bestaat voor ongeveer de helft uit de PV modules (de panelen), zoals te zien is in de afbeelding hiernaast [63]. Het overige deel van de kosten, vaak Balance of System (BoS) genoemd, bestaat uit de ondersteuning, omvormers en netaansluiting. PV panelen op water zijn vrijwel dezelfde panelen als op land, zodoende is de kostprijsontwikkeling van de modules autonoom. De kostprijs van PV systemen zal een vergelijkbare ontwikkeling doormaken met circa 0,05 EUR/kWh in 2030 en circa 0,04 EUR/kWh in 2050.



Belangrijke factoren voor de financiële haalbaarheid van drijvende zonneparken zijn de omvang van het zonnepark en de afstand tot het elektriciteitsnetwerk. Grote zonneparken moeten worden aangesloten op een onderstation, welke mogelijk een aantal kilometers ver ligt [39].

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

In principe kunnen drijvende zonneparken gemakkelijker ruimtelijk worden ingepast dan zonnevelden op land omdat er in het algemeen minder stakeholders bij betrokken zijn. Het aanleggen van zonneparken op oppervlaktewater kan echter ook andere functies van het watersysteem beïnvloeden, zoals de waterveiligheid, scheepvaart, recreatie en natuur. STOWA heeft een handreiking opgesteld voor de waterbeheerders om met deze vraagstukken om te gaan [64].

De kennis over de ecologische effecten van drijvende zonnepanelen in het algemeen en drijvende zonneparken in het bijzonder is beperkt. Verkennende modelstudies hebben laten zien dat bedekking van het water met zonnepanelen of andere drijvende objecten, een groot effect op de ecologische waterkwaliteit kunnen hebben [65]. De effecten bestaan uit verslechtering van groeicondities door beschaduwing, maar daarnaast is er sprake van een potentieel groot effect op de nutriëntenbelasting. Door verminderde vastlegging van nutriënten onder de drijvende objecten, neemt de nutriëntenbelasting op het water rond de objecten toe met een verhoogd risico op ontwikkeling van algen tot gevolg. Het effect van drijvende zonnepalen wordt in sterke mate bepaald door de omvang van het wateroppervlak dat bedekt wordt. In de STOWA handreiking voor waterbeheerders wordt de aanname gedaan dat een bedekking van 10 % nauwelijks effect zal hebben, terwijl grote effecten optreden bij een bedekking van 50 % of meer [64].

Duidelijke synergiën zijn er niet.

Realistische schatting nationaal potentieel

Het potentieel van zon-PV op oppervlaktewater is bepaald op basis van de analysekaarten voor de RES-sen [66]. De beschrijving is gegeven in het onderstaande tekstkader.

Potentieberekening Zonne-energie op oppervlaktewater [66]

De potentieberekening van zonne-energie op oppervlaktewater gaat uit van het bestaande waterareaal die vallen onder de Kaderrichtlijn Water. Het gaat daarbij om wateren die groter zijn dan 0,5 km2 en waar scheepvaart een beperkte rol heeft die in aanmerking komen voor de opwek van zonne-energie. Dit zijn meren, brakke wateren en overgangswateren. De Westerschelde en Waddenzee worden net als bij windenergie uitgesloten.

Beperkingen

Voor zonne-energie op water geldt Natura 2000 als beperking waardoor de potentie, op die wateren waar Natura 2000 van toepassing is, wordt uitgesloten. Daarnaast hebben recreatie en vaarwegen impact op de mogelijkheden voor de opwek van zonne-energie op oppervlaktewater. De kansrijkheid van zonne-energie op water is afhankelijk van de golfslag die wordt veroorzaakt door de invloed van wind op het water. Er gelden drie golfslagklassen met verschillende opbrengstwaarden en een benuttingswaarde (Roadmap NL - PV systemen en Toepassingen, TKI Urban Energy i.o.v. RVO 2017.)

Tabel 4.3 Opbrengst en benutting zon-PV op meren uit Analysekaarten NP RES [66].

Grootte	Golfslagklasse	Opbrengst GJ/m^2	Benutting
meren van 0,5 tot 2 km^2	1	0,44	5 %
meren ≥ dan 2 km^2	2	0,44	10 %
IJsselmeer, Markermeer, Oosterschelde, Haringvliet, Eems	3	0,27	3 %

Van het totaaloppervlak aan 3090 km^{2}is er volgens deze aannames 14,6 km^2 benutbaar met een totaal maatschappelijk winbaar potentieel van 6,4 PJ/jaar. Daarvan is 1,9 PJ/jaar op golfslagcategorie 1 (kansrijk) en 4,5 PJ/jaar op water met golfslagcategorie 2 (redelijk kansrijk). Meren kleiner dan 0,5 km^2 zijn nog niet meegenomen in deze analyse. Ook is nog de onzekere inpasbare benuttingsgraad een factor die er voor zorgt dat er nog een behoorlijke onzekerheidsmarge zit op bovengenoemd potentieel.

Succes- en faalfactoren

Zon-PV op meren is technisch en economisch haalbaar. De uitdagingen zitten op gebied van inpassing. Net als bij zonneparken op land zijn de afstand tot het elektriciteitsnet en het volraken van het elektriciteitsnet een aandachtpunt, hoewel netbeheerders de wettelijke plicht hebben om een aansluiting te realiseren. Na modelstudies moeten nu pilots en monitoren uitwijzen hoe een drijvend zonnepark verantwoord ecologische ingepast kan worden. Ook verantwoorde inpassing met betrekking tot gebruiksfuncties van het oppervlaktewater is van belang. Indien er onverantwoord wordt omgegaan met de inpassing bestaat het risico op een negatieve maatschappelijke opinie over drijvende zonneparken.

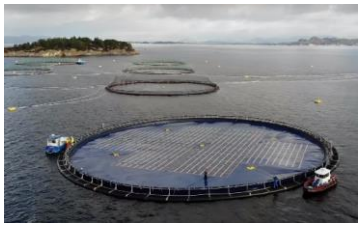
4.5.2 Zon-PV op zee

Techniekanalyse en TRL

Zon-PV op meren is een bewezen techniek, echter is zon-PV op zee vanwege de hogere golven en zout water een stuk uitdagender. Hiervoor ligt de TRL op 6: werkend prototype in relevante omgeving. Realistisch gezien kan zon-PV op zee rond 2025 TRL 9 bereiken.

Voorbeeld projecten

Het Noorse bedrijf Ocean Sun [67] heeft succesvolle pilots in Noorwegen (100 kW installatie, zie afbeelding) en Singapore neergezet. Zij willen opschalen naar drijvers met een diameter van 100 meter en een capaciteit van 1 MW (1.3 MW/ha) die ook bestand moeten zijn tegen hogere golven.



Uit de kust van Scheveningen wordt gewerkt aan de eerste drijvende zonnecentrale op zee van Nederland. Zes partners werken samen aan het project: Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN nu onderdeel TNO), Maritiem Research Instituut Nederland (MARIN), de Universiteit Utrecht, energiebedrijf TAQA uit de Verenigde Arabische Emiraten, en initiatiefnemer Oceans of Energy uit Leiden. Het zonnepark zou 15 km uit de kust komen te liggen, 2500 vierkante meter groot zijn, 50 kW opleveren en kost 2 miljoen EUR [68].

Kostprijs en economische haalbaarheid

Het proefproject dat door Oceans of Energy gebouwd gaat worden, kost 2 miljoen EUR [68]. In het PBL conceptadvies SDE++ 2020 voor zonne-energie [69] worden voor drijvende zonneparken vaste onderhouds- en beheerkosten van 15,1 EUR/kW en 950 vollasturen aangenomen. Met een levensduur van 15 jaar komt de kostprijs van energie van dit proefproject uit op 3,54 EUR/kWh. Dit is echter wel het eerste grootschalige project van dit type.

Grootschalige drijvende ondersteuningen op zee kunnen op den duur de prijs van funderingen op land evenaren. In dat geval wordt ook de kostprijs ontwikkeling van zon op land benaderd. Deze bedraagt circa 0,05 EUR/kWh in 2030 en circa 0,04 EUR/kWh in 2050. Zware omvormers kunnen echter de drijvende constructie duurder maken. Lange kabelafstanden kunnen de netaansluiting voor zon-PV op zee zo duur maken dat deze techniek niet kan concurreren met zon-PV op land. Een voorwaarde voor economische haalbaarheid van PV op zee in daarom is dat het dicht bij de kust gebeurt, of dat er mee-gekoppeld wordt op de netaansluiting van wind op zee. De omvormers kunnen dan in de windturbine geplaatst worden, of zelf direct aangesloten op de omvormer van de windturbine.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

Bij toepassing van zonnepanelen (PV systemen) op zee spelen dezelfde potentiële effecten op waterkwaliteit een rol als bij toepassing op meren, plassen en andere zoete binnenwateren. De effecten zullen vanwege de waterbewegingen bij de meeste toepassingen niet waarneembaar zijn. Alleen bij grootschalige toepassingen in luwe delen van kustwateren kunnen nadelige effecten op de waterkwaliteit verwacht worden. Een positief effect van drijvende PV systemen op zee is dat de drijvende structuren habitat bieden voor diverse diersoorten. De structuren zelf kunnen als drijvende riffen fungeren en door aangroei waardevolle ecologische functies toevoegen. De omvang van dit ecologische effect kan worden versterkt door slimme keuzes te maken in het ontwerp van de PV systemen.

Dicht bij de kust is het vanwege beschermde natuurgebieden, drukke scheepvaart en recreatie niet aannemelijk dat veel drijvende PV systemen ingepast kunnen worden. Uit onze potentiestudie wind op zee na 2030 [17] bleek dat de rest van de Noordzee ook druk gebruikt wordt. Het is dus redelijk om stellen dat PV op zee enkel ingepast kan worden binnen windparken, waar ook de economische haalbaarheid het grootst is. Indien per windturbine één drijver van 1 MW wordt gekoppeld blijft de windturbine bereikbaar voor onderhoudsschepen. Omdat er dan maar een zeer klein percentage van de zee bedekt wordt is de ecologische impact klein.



Het multifunctioneel gebruiken van het elektriciteitsnet op zee voor zowel offshore wind als drijvend PV is een mooie synergie, omdat het de benuttingsgraad van netaansluiting verhoogt. De drijvers kunnen ook multifunctioneel gecombineerd worden met natuurversterking of aquacultuur. In de Ocean Sun pilot [67] in Noorwegen werd er een combinatie gemaakt met zalmkweek. Ook aquacultuur zoals het kweken van zeewier valt onder de mogelijkheden. Uit deze biomassa kan in theorie ook weer elektriciteit gemaakt worden, maar in eerste instantie liggen hoogwaardigere toepassing als voeding en medicijnen meer voor de hand. Er wordt ook onderzocht of deze drijvers een rol kunnen spelen bij het vangen van drijvend plastic uit de oceaan.

Realistische schatting nationaal potentieel



Op basis van de besproken TRL ontwikkeling en economische haalbaarheid van inpassing lijkt het realistisch dat vanaf 2025 voor elke offshore windturbine van circa 10 MW een zon-PV drijver van circa 1 MW wordt meegekoppeld. Conform de Routekaart 2030 (zie afbeelding) wordt er tot 2030 1 GW offshore wind per jaar ontwikkeld. In 2030 is de zon-PV op zee capaciteit dan 500 MW. Het is aannemelijk dat tussen 2030 en 2050 nog 20 GW extra offshore wind geplaatst wordt, waarmee de zon-PV op zee capaciteit dan op 2,5 GW zou komen in 2050. Bij 1000 vollasturen levert dit dan 2,5 TWh of 9 PJ aan elektriciteit op jaarbasis. Dit is een technisch potentieel, dat zodra drijvers op zee haalbaar worden waarschijnlijk wel inpasbaar is.

Succes- en faalfactoren

De belangrijkste factor voor het succes van zon-PV op zee is de techniekontwikkeling van de drijvende ondersteuningen. Zodra deze tegen de condities op zee kunnen, tegen een acceptabele prijs, kan deze techniek een succes worden. Omdat toepassing vooral kansrijk is als er een combinatie gemaakt wordt met de netaansluiting van windparken kan de overheid een rol spelen bij het stimuleren van deze combinatie in tenders voor wind op zee die gerealiseerd worden na 2025.

4.6 Flexibilisering, energieopslag en conversie

Overschotten van duurzame elektriciteit zullen in de toekomst nuttig gebruikt kunnen worden middels flexibilisering van de vraag, opslag van elektriciteit voor gebruik op een later tijdstip of conversie naar een andere energiedrager. Van overschotten is momenteel nog geen sprake, maar naarmate er in de komende jaren meer duurzame energie op het elektriciteitsnet komt, gaat dit een rol spelen en worden flexibilisering, energieopslag en conversie belangrijker. Als er veel zon en wind is, zal de prijs van energie naar beneden gaan en als er weinig zon en wind is, zal die omhoog gaan. Flexibilisering, energieopslag en conversie kunnen hierop inspelen.

Binnen flexibiliseren van de vraag in relatie tot water is vraagsturing bij rioolwaterzuiveringen en van gemalen relevant. Deze laatste wordt nader uitgewerkt in paragraaf 4.6.1 Slim malen. Binnen conversie wordt groene waterstofproductie in paragraaf 4.6.3 nader uitgewerkt. Energieopslag met water, in de vorm van pompopslag in de bergen is een van de weinige technieken waarmee tot nu toe elektriciteit op grote schaal wordt opgeslagen. Hoewel Nederland geen bergen heeft, kan een verval wel gecreëerd worden met een valmeer of in ondergrondse watermassa. Deze laatste optie worden echter niet nader onderzocht.

4.6.1 Slim malen

Techniekanalyse en TRL



Een gemaal werkt in principe hetzelfde als een waterkracht turbine, maar dan omgekeerd: het kost energie om water omhoog te pompen. Dit is echter nodig om polders die onder die zeespiegel liggen droog te houden. Het idee achter slim malen is het opvangen van overschotten van duurzame elektriciteit middels flexibilisering van de vraag. Dat is mogelijk omdat een gemaal een peilmarge heeft waarbinnen het waterpeil moet blijven, maar het tijdstip van malen kan daarbinnen vrij gekozen worden. Flexibele aansturing van gemaalcapaciteit heeft op deze manier potentie om bij te dragen aan de energietransitie, bijvoorbeeld door te malen als het waait of als de stroom goedkoop is. Voor gemalen die al telemetrisch worden aangestuurd is dit een kwestie van regeltechnische implementatie. Binnen het slim malen project zijn door verschillende waterschappen pilots gedraaid wat slim malen anno 2019 een TRL 8 geeft. Indien slim malen serieus wordt opgepakt door de waterschappen zal spoedig TRL 9 bereikt worden en kan het technisch gezien binnen enkele jaren geïmplementeerd worden bij bijna alle gemalen.

Kostprijs en economische haalbaarheid

Het jaarlijks energieverbruik van de gemalen in Nederland is 140 GWh [70]. Het verschuiven van de gemaalinzet in de tijd leidt niet tot een energiebesparing. Kostprijs is zodoende geen geschikte maatstaf om de businesscase van Slim Malen te beschouwen. Wel kan de energie ingekocht worden op een tijdstip dat de stroom goedkoper is, wat leidt tot een kostenbesparing van circa 20 % [70] [71]. Voor de waterschappen gaat dit om een gezamenlijke besparing van 1,3 - 1,9 miljoen EUR per jaar in 2020 en 2,5 - 5,0 miljoen EUR per jaar in 2030 [70]. De bandbreedte hierbij wordt voornamelijk veroorzaakt door de onzekere prijsvolatiliteit. De onzekerheid ligt aan de ontwikkeling en rol van andere flexibele assets, zoals batterijen, moeilijk te voorspellen is. Zoals genoemd gaat de implementatie van slim malen over regeltechniek optimalisatie van de aansturing van bestaande assets. De implementatiekosten hiervan zullen beperkt zijn.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën



Met slim malen verandert er fysisch niets aan de manier waarop er gemalen wordt in Nederland, het gebeurt enkel op andere uren. Er is daardoor alleen effect van de verschuiving in de tijd te verwachten. Verschuiving van de maaluren kan maatschappelijk effect hebben doordat overlast ervaren wordt door geluidsproductie en/of overlast voor gebruikers als gevolg van hogere waterpeilen. Bij verschuiving van de maaluren binnen de dag kunnen ecologische effecten optreden door verminderde vispasseerbaarheid. De migratie van vissen kent een duidelijke seizoensdynamiek, maar kent daarnaast ook een duidelijke dynamiek binnen de dag. Verschuiving van maaluren naar uren met weinig migratiebewegingen kunnen tot verminderde vispasseerbaarheid leiden. Het is wenselijk om bij de programmering van gemalen rekening te houden met vismigratie.



Hoewel slim malen niet direct tot een energiebesparing leidt, kan er wel gestuurd worden op het opvangen van overschotten van duurzame elektriciteit die anders (gedeeltelijk) gecurtailed zouden worden. Zodra er een hoog aandeel duurzame opwek in de elektriciteitsmix zit, leidt het dus wel tot een CO_2 besparing. Indien waterschappen ook zelf duurzame elektriciteit gaan opwekken helpt slim malen ze ook bij het beter benutten van eigen opwek.

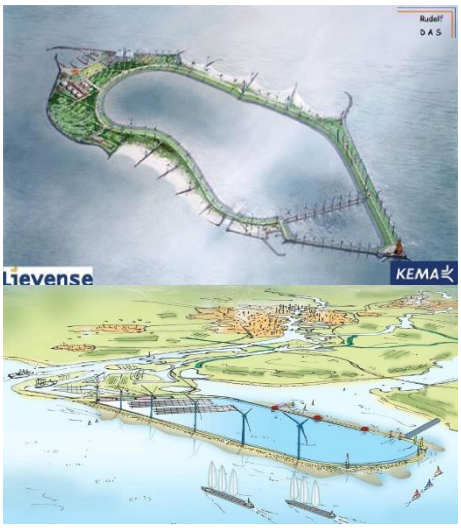
Realistische schatting nationaal potentieel

Het Slim Malen onderzoek geeft 200 MW pompcapaciteit en een buffercapaciteit van 1.700 MWh als inschatting van het maatschappelijk winbare potentieel van Slim Malen [70]. De aanname hierbij is een peilmarge van ± 5 cm boven en onder het streefpeil. Deze 1.700 MWh staat bij een pompcapaciteit van 200 MW dus gelijk aan 8,5 uur pomptijd. Echter wordt aangenomen dat deze capaciteit niet direct inzetbaar is, maar dat deze met 50 MW per uur op- of afgeschakeld kan worden. Momenteel komt flexibele capaciteit vooral van circa 10 GW aan gascentrales. 200 MW aan flexibele pompcapaciteit is hier slechts 2 % van. Een bescheiden maar wel emissieloze toevoeging.

Succes- en faalfactoren

Indien de waterschappen hun schouders onder slim malen zetten kan het potentieel al in 2030 volledig ontwikkeld zijn. ‘Malen als het waait’ helpt de energietransitie, maar resulteert tevens in een kostenbesparing voor het waterbeheer. Hoe veel slim malen financieel oplevert hang af van de ontwikkeling van de volatiliteit van de elektriciteitsprijs. Omdat de implementatiekosten beperkt zijn vormt dit echter geen groot risico voor het succes van slim malen.

4.6.2 Pompopslag in valmeer



Techniekanalyse en TRL

Deze techniek is gebaseerd op meest toegepaste vorm van elektriciteitsopslag: pompcentrales met reservoirs in de bergen. Omdat er in Nederland geen bergen zijn zou er een kunstmatig reservoir gemaakt moeten worden. Pompopslag in een valmeer gaat om dag- of weekopslag.

Ingenieur Lievense kwam in 1981 met idee om de Markerwaard in te zetten als stuwmeer: door te pompen wordt de waterstand in het reservoir wordt verhoogd als er energie over was en later kon er energie opgewekt kon worden bij het leeglaten. Het risico op overstroming bij een dijkdoorbraak bleek niet acceptabel. Door Bureau Lievense en KEMA in 2007 het concept omgedraaid: een valmeer waar het water juist uit gepompt wordt als er energie over is en energie opgewekt door het reservoir weer vol te laten lopen. In deze studie wordt uitgegaan van een valmeer door middel van het aanleggen van een ringdijk op open zee. Een recente uitwerking is Delta21 dat uitgaat van een valmeer tegen de bestaande kustlijn aan, ten zuiden van de Maasvlakte, dat tevens een rol speelt in waterveiligheid.

Omdat deze plannen nooit verder zijn gekomen dan een conceptuele uitwerking is TRL 3 van toepassing. Echter kan gewerkt worden met bestaande aanlegtechnieken en pomp-turbine concepten die wel een TRL 8 of 9 hebben. Het waterdicht maken van het valmeer is wel een technische uitdaging, evenals de installatie van de turbine behuizing. De verwachte round-trip efficiëntie van deze opslagtechniek is 75 tot 85 % [72], indien optimaal ontworpen. Ook de schaal van een dergelijk het project is ongekend. Het plan is namelijk enkel economisch haalbaar indien het op grote schaal (honderden hectares) uitgevoerd wordt. Dit valt uit te leggen omdat de energieopslagcapaciteit van een valmeer lineair schaalt met het bovenoppervlak:

$$capaciteit = \ bovenoppervlak * \ dichheid\ water * zwaartekrachtsversnelling * \frac{verval_{max}^2 - verval_{min}^2}{2}$$

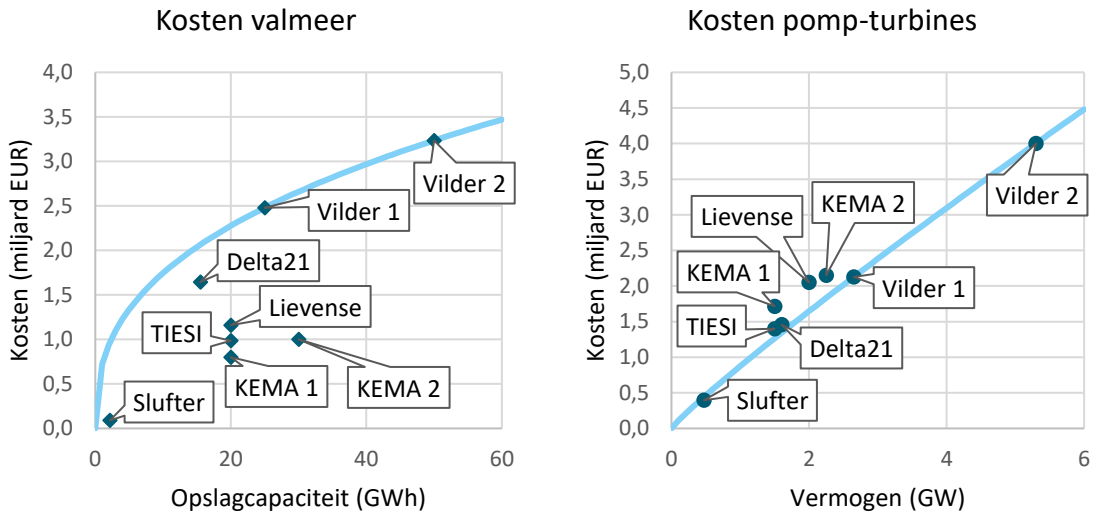
Uitgaande van een cirkelvormige ringdijk schaalt de opslagcapaciteit dus kwadratisch met de diameter van het meer. De lengte van de ringdijk, een dominante kostenpost, schaalt echter lineair met de diameter. Zodoende geldt hoe groter, hoe voordeliger. Om een gevoel te krijgen bij de afmetingen, bij een diameter van ruim 6 km en een maximaal verval van 40 m volgt de volgende capaciteit:

$$capaciteit\ Vilder\ 1 = 32\ km^2 * 1000\ \frac{kg}{m^3} * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * \frac{40\ m^2 - 32\ m^2}{2} = 90\ TJ\ of\ 25\ GWh$$

Kostprijs en economische haalbaarheid

Vilder [72] heeft in 2017 nader onderzocht hoe de kosten van een valmeer schalen met de gekozen dimensies. Belangrijk om te beseffen is dat de opslagcapaciteit (GWh) van het valmeer en het vermogen (GW) van de pomp-turbines onafhankelijk te kiezen zijn. De meeste plannen gaan uit van het vermogen waarmee het valmeer in circa 10-12 uur geleegd of gevuld kan worden. De kosten voor de opslagcapaciteit van het valmeer kennen een sterk schaalvoordeel, weergegeven door de lijn in Afbeelding 4.6. De kosten voor het vermogen van de pomp-turbines en behuizing kennen een beperkt schaalvoordeel en zijn vrijwel lineair. Kabel en netwerkkosten zijn buiten de scope gehouden, uitgaande van meekoppelen op de netaansluiting van een groot windpark op zee.

Afbeelding 4.6 Kostenlijn valmeer (links) en pomp-turbines (rechts) en vergelijking plannen [72] aangevuld met Delta21 [73] [74]



Het verschil met batterijen is dat deze een gelimiteerde levensduur hebben van enkele duizenden cycli, terwijl een valmeer tenminste 40 à 50 jaar meegaat en na een renovatie van de pomp-turbines kan dit opgerekt worden tot 80 à 100 jaar [72] [74]. Deze levensduur is redelijk bepalend voor de levelized costs of storage (LCoS), alsmede het aantal draaiuren van het valmeer. Dit laatste hangt af van de vraag naar energieopslag, ofwel dagelijkse fluctuatie van de elektriciteitsprijs. Uitgaande van ¼ van de tijd pompen, ¼ van de tijd opwekken en dus ½ van de tijd stilstand, een levensduur van 50 jaar, OPEX is 2 % van CAPEX per jaar en een rekenrente van 3 % , komt de LCoS op 0,06 EUR/kWh voor Delta21 en 0,05 EUR/kWh voor Vilder.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

De ruimtelijke impact van een valmeer is enkele tientallen km^2. Een diameter van 5 tot 10 km lijkt fors, maar binnen in een groot windpark op zee kan dit goed ingepast worden. In vergelijking tot een DTP strekdam van 30-50 km loodrecht op de kust, zal een valmeer tot relatief weinig hinder leiden voor overige functies zoals scheepvaart.

Het voornaamste omgevingseffect zal, net als bij inzet van DTP, bestaan uit indirecte effecten als gevolg van veranderingen in hydrodynamica en morfologie. De omvang van deze effecten zal vermoedelijk kleiner zijn dan bij DTP, maar dit hangt af van het schaalniveau van toepassing en de locatie. Naast de indirecte effecten zal er sprake zijn van directe ecologische effecten door habitatverlies ter plaatse van het valmeer. Omdat de condities in het valmeer afwijken van de condities op open zee, zal de habitatgeschiktheid anders zijn. De visveiligheid van de pomp-turbines zal mede bepalend zijn voor de ecologische impact van het valmeer.

De meest voor de hand liggende synergie is die met grote offshore windparken. In bijzonder met windparken die middels het hub and spoke principe, zoals het North Sea Wind Power Hub eiland [75], in het midden van het windpark zijn verbonden met het elektriciteitsnet van meerdere landen. Door het valmeer aan dit eiland vast te maken hoeft het valmeer nauwelijks netwerkkosten te maken. Omdat bij piekproductie het valmeer elektriciteit kan opslaan zou de kabelcapaciteit naar het eiland zelfs iets kleiner uitgevoerd kunnen worden wat tot een kostenbesparing leidt.
De aanleg van een valmeer biedt mogelijkheden voor combinatie met aquacultuur.





Bij plan Delta21 wordt tevens een synergie gevonden met waterveiligheid. De pompen kunnen, in geval van sluiting van de Maeslantkering, namelijk ook ingezet worden om overtollig water uit het achterland weg te pompen.

Realistische schatting nationaal potentieel

Een realistische inschatting van het nationaal potentieel is circa 5 GW pomp-turbinecapaciteit en een opslagcapaciteit van circa 50 GWh. Dit komt ongeveer overeen met één keer de planuitwerking Vilder 2, of twee keer Vilder 1 of circa drie maal Delta21. Dit is een technisch potentieel maar al wel met een economische beperking erin meegenomen. Er is op de Noordzee best ruimte voor nog meer valmeercapaciteit, maar bij te veel opslagcapaciteit zal deze de prijsfluctuaties op de energiemarkt zodanig afvlakken dat het zijn eigen business case ondermijnt. Het genoemde potentieel van 5 GW staat namelijk gelijk aan de helft van de huidige flexibele capaciteit uit gascentrales [6]. Het potentieel is nog niet maatschappelijk winbaar omdat de ecologische inpasbaarheid nog aangetoond moet worden.

Succes- en faalfactoren

De lage opslagkosten (LCoS) maken een valmeer aantrekkelijk, indien op voldoende grote schaal uitgevoerd. Door de grote investeringskosten ligt het voor de hand dat de overheid een grote rol zou moeten hebben. Zeker indien het valmeer ook een waterveiligheidsfunctie vervult zoals bij Delta21. Indien gekozen wordt voor een de koppeling met een North Sea Wind Power Hub eiland hebben alle verbonden landen hier baat bij en zou het logisch zijn dat de gezamenlijke overheden ook de lasten en risico's dragen. Een van de risico's is de vraag naar opslag. Dat deze vraag zal toenemen bij een toenemend aanbod van zon en wind staat vast, maar of andere vormen van flexibilisering, energieopslag en conversie deze vraag snel genoeg kunnen volgen is onzeker. Omdat de planuitwerking en bouwperiode samen in de orde van tien jaar zullen innemen, zorgt de toekomstige energiemarktinschatting voor een grote onzekerheid op de terugverdientijd van een dergelijk project.

Hoe wel de inpasbaarheid minder ingrijpend is in vergelijking bij DTP zal ook de inpassing van een valmeer een serieuze uitdaging worden.

4.6.3 Groene waterstofproductie

Techniekanalyse en TRL

Waterstof is geen vorm van energieopwekking, maar kan dienen als energiedrager en energieopslag. Waterstof die is geproduceerd met behulp van duurzame elektriciteit word 'groene waterstof' genoemd. Voor de productie van groene waterstof is water nodig als grondstof. Er zijn verschillende productieroutes mogelijk in de toekomst:

- *elektrolyse op land*. Vooral bij aanlandingslocaties van elektriciteitskabels van wind op zee wordt grootschalige waterstofproductie als kans gezien, bijvoorbeeld in de Rotterdamse haven. Hiervan ontstaan de eerste demonstratie systemen (TRL 7). Ook de Waterbeheerders hebben recent ingezet op de ontwikkeling van groene waterstof productie op RWZI's. De zuurstof die daarbij geproduceerd wordt kan dan ingezet worden in de beluchting waarmee de capaciteit van de beluctingsinstallatie aanmerkelijk kan worden gereduceerd en daarbij energieverbruik voor de beluchting.
  Het maken van waterstof middels elektrolyse heeft een efficiëntie van circa 65 % [76]. Zou van groene waterstof via verbranding of een brandstofcel weer elektriciteit gemaakt, resulteert dit in een round-trip efficiëntie van 50 % of lager;
- *elektrolyse op zee*. Hierbij zou op een boorplatform of 'energie-eiland' waterstof gemaakt kunnen worden met gebruik van offshore windenergie. Zeewater wordt eerst gezuiverd met behulp van reverse osmosis. De geproduceerde waterstof wordt naar land gebracht met behulp van bestaande aardgasleidingen [76]
- *microbische elektrolyse van afvalwater*. Hierbij wordt waterstof geproduceerd uit biologische afvalproducten door micro-organismen in een 'microbial electrolysis cell' (MEC). Het produceren van waterstof uit afvalwater is nog in de onderzoeksfase (TRL4, kleinschalig prototype), maar zou in de toekomst een alternatief kunnen zijn voor de productie van biogas [77];
- *RED-technologie*. Met de RED-technologie (zie 4.1) is het mogelijk om één directe productieslag groene waterstof en zuurstof te produceren met RED stacks [78].

Kostprijs en economische haalbaarheid

De integrale ketenkosten voor groene waterstof uit Noordzeewind en zon zijn in een studie door CE Delft geraamd op 5,24 EUR/kg H_2 ± 5 % voor 2017 [79]. Dit komt overeen met 0,16 EUR/kWh. Daarbij wordt

uitgegaan van 4.900 jaarlijkse vollasturen, elektriciteitskosten van 69 EUR/MWh en € 1.200/kW voor de elektrolyse-eenheden. Voor 2030 is uitgegaan van een daling tot 625 €/kW, 5.400 vollasturen door een oplopend aantal draaiuren voor wind op zee, en elektriciteitskosten van 48 €/MWh. Daarmee nemen de kosten af tot 2,92 EUR/kg H2 ± 25 % voor 2030 [79].

In een studie door TNO en DNV-GL is de kostprijs van waterstof geraamd op 3,33 EUR/kg (0,10 EUR/kWh) in 2019 en 2,83 EUR/kg in 2038 [80]. In de berekening is uitgegaan van een lagere kostprijs van de elektrolyser dan in de voorgenoemde studie. Belangrijk om hierbij te vermelden is dat de kostprijs voor meer dan de helft afhankelijk is van de aangenomen kostprijs van groene elektriciteit.

De kosten van microbische elektrolyse van afvalwater zijn nu nog circa een factor 10 te hoog om een rendabele productie-eenheid te maken [77]. Daarnaast concurreert deze technologie met de productie van biogas uit afvalwater, een techniek die nu al rendabel is. Het produceren van waterstof zal dus alleen aantrekkelijk zijn als waterstof een hogere waarde heeft dan biogas.

Ecologische, maatschappelijke en ruimtelijke inpasbaarheid en synergiën

In het toekomstige energiesysteem is conversie en opslag van elektrische energie belangrijker dan dat nu het geval is. Het opslaan van elektriciteit in waterstof is één van de manieren om dit te doen. De businesscase van opslag is zoals hierboven genoemd zeer afhankelijk van de prijs van groene elektriciteit, en deze kent vele onzekerheden. Daarom is er een direct verband met de opwek van duurzame energie. Als er veel capaciteit aan wind- en zonne-energie wordt geïnstalleerd, zullen ook de kansen voor waterstof toenemen.

Met betrekking tot het watersysteem is het relevant of de waterstof op land wordt geproduceerd of offshore. Bij offshore waterstofproductie kunnen synergiën zijn met de bouw en infrastructuur van elektriciteitsproductie en met voormalige boorplatforms en olie- en gasinfrastructuur. Het produceren van waterstof op zee kan als voordeel hebben dat er minder elektriciteitsinfrastructuur aangelegd hoeft te worden.

Gunstige locaties voor waterstofproductie kunnen gevonden worden dichtbij de benodigde elektriciteitsknooppunten, zoals bij offshore windparken of aanlandingsplaatsen daarvan, en bij afnemers zoals industrie. Bij de productie van waterstof is zeer zuiver water nodig, wat mogelijk synergiekansen biedt met bestaande (industrie)waterzuiveringsinstallaties.

Bij de productie van groene waterstof middels elektrolyse ontstaat ook warmte (40-80°C) en zuurstof. Zuurstof kan bijvoorbeeld worden toegepast in het beluchtingsproces van rioolwaterzuiveringen. Warmte kan in de gebouwde omgeving of voor het verwarmen van afvalwater worden gebruikt, waardoor het rendement van de biologische zuiveringsprocessen kan worden verhoogd.

Zuurstof en ook waterstof kunnen ook bouwstenen vormen van (groene) chemische stoffen zoals peroxides en ozon. In combinatie met CO_2 kunnen vele (groene) organische chemicaliën worden ontwikkeld.

Realistische schatting nationaal potentieel

De productie van waterstof is niet beperkt door de beschikbaarheid van areaal of grondstof (water), maar door de elektriciteitsprijs, marktvraag en opslagcapaciteit.
De benodigde hoeveelheid water kan met een eenvoudige berekening worden geschat. Het omzettingsrendement wordt geschat op 65 %. Het soortelijk gewicht van water is 5 maal zo hoog als van waterstof. De energetische inhoud van waterstof is 33 kWh/kg. Hiermee is 0,23 kg water nodig om 1 kWh-equivalent waterstof te produceren. Om in theorie bijvoorbeeld 400 PJ ($1{,}1*10^{11}$ kWh) equivalent aan waterstof te produceren is $2{,}6*10^{7}$ m^3 water nodig, oftewel 2,6 m * 1 km * 1 km. In Nederland is de beschikbaarheid van zoveel water geen punt, maar wel de zuiverings- en productiecapaciteit.

Het potentieel aan waterstof dat geproduceerd wordt met hernieuwbare elektriciteit van Nederlandse wind- en zonneparken is vanzelfsprekend gelimiteerd door de elektriciteitsproductie op Nederlands grondgebied.

Succes- en faalfactoren

Voor de productie van waterstof zijn nog veel factoren onbekend. Zoals hierboven genoemd is de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs maar ook de prijs van elektrolysers een belangrijke factor. Daarnaast is onbekend welke markten er voor waterstof zullen ontstaan en welke alternatieven voor energieopslag ontwikkeld zullen worden. Naast het nadeel van lage efficiency kan een succesfactor van groene waterstof worden dat het kan helpen het elektriciteitsnet te ontlasten bij overschotten van duurzame energie. Enkel draaien bij overschotten betekent wel dat met veel minder draaiuren de dure elektrolyser terugverdient moet worden, en dat kan voorlopig nog niet uit.

5

PERSPECTIEVEN ELEKTRICITEIT UIT WATER

5.1 Vergelijking potentieel en kostprijs van de beschouwde technieken

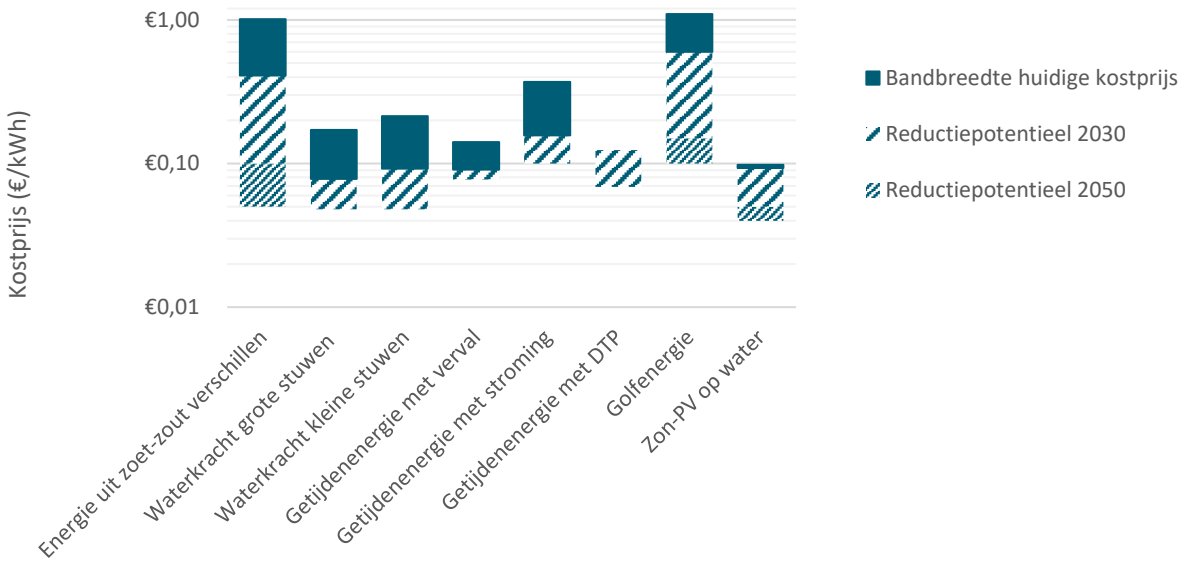
Wanneer het potentieel, de kostprijs(ontwikkeling) en ook inpasbaarheid integraal worden beschouwd vallen de beschouwde technieken globaal in te delen in drie categorieën:

1 *korte termijn kans*: technieken die direct ingezet kunnen worden omdat ze marktrijp en betaalbaar zijn en tezamen goed voor een maatschappelijk winbaar potentieel van 7,4 PJ/jaar of circa 2 % van de huidige landelijke elektriciteitsvraag. Deze technieken kunnen worden kunnen een noemenswaardige bijdrage leveren aan de doelstellingen voor duurzame elektriciteitsopwekking 2030:
   - zon-PV op meren;
   - waterkracht bij stuwen bij grote rivieren;
   - waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen;
   - flexibiliteit door slim malen[1];
2 *innovatiekans*: technieken die nog verdere techniek- en/of prijsontwikkeling moeten doormaken en tezamen goed voor een maatschappelijk winbaar potentieel van 37 PJ/jaar of circa 9 % van de huidige landelijke elektriciteitsvraag. Deze technieken kunnen tot 2030 verder opgeschaald worden in pilots en kunnen tussen 2030 en 2050 echt zoden aan de dijk gaan zetten:
   - energie uit zoet-zout verschillen;
   - getijdenenergie met verval bij waterkeringen;
   - getijdenenergie met stroming;
   - golfenergie;
   - zon-PV op zee[1];
   - conversie naar groene waterstof;
3 *grote potentie, lastig inpasbaar*: technieken die betaalbaar en technisch maakbaar zouden moeten zijn indien op zeer grote schaal uitgevoerd, waardoor de inpasbaarheid eerst serieus onderzocht en afgewogen moet worden:
   - getijdenenergie met DTP (technisch potentieel 220 PJ/jaar of circa 55 % van de huidige landelijke elektriciteitsvraag);
   - pompopslag in valmeer[1].

De kostprijs van de technieken is samengevat in Afbeelding 5.1, waarbij de bandbreedte van de huidige kostprijs en een doorkijk naar mogelijke kostprijsreductie voor 2030 en 2050 worden getoond.

[1] Let op: Geen opwekkingtechniek.

Afbeelding 5.1 Kostprijs vergelijking van de beschouwde technieken



Tabel 5.1 geeft een totaaloverzicht van alle beschouwde technieken met hun respectievelijke TRL-niveau, huidige kostprijs, potentieel, type potentieel en belangrijkste plus- en minpunten.

Tabel 5.1 Potentieel van de beschouwde technieken

Techniek	TRL (1-9)	Huidige kostprijs (EUR/kWh)	Potentieel	Type potentieel	Belangrijkste plus- en minpunten
energie uit zoet-zout verschillen	7	0,41-1,00	21 PJ/jaar	technisch potentieel	+ baseload energiebron - kostprijs membranen nog hoog
waterkracht bij stuwen bij grote rivieren	8-9	0,08-0,17	0,9 PJ/jaar	maatschappelijk winbaar potentieel	+ ervaring met de techniek - visveiligheid is nog een issue
waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen	8-9	0,09-0,21	0,1 PJ/jaar	maatschappelijk winbaar potentieel	+ veel stuwen met potentie - potentie per stuw, maar ook de som toch redelijk beperkt
getijdenenergie met verval bij waterkeringen	7 - 9	0,09-0,14	0,3 PJ/jaar	technisch potentieel	+ voorspelbare energiebron - beschikbaarheid laag verval visveilige turbines
getijdenenergie met stroming	5 - 9	0,16-0,37	0,9 PJ/jaar	technisch potentieel	+ voorspelbare energiebron - turbinetechnologie nog niet volledig ontwikkeld
getijdenenergie met DTP	3	0,07-0,12	220 PJ/jaar	technisch potentieel	+ betaalbare baseload energiebron - inpasbaarheid
golfenergie	5 - 8	0,60-1,10	5,5 PJ/jaar	technisch potentieel	+ aanvulling op wind op zee - vanwege lage golven is economische haalbaarheid onzeker
zon-PV op meren	9	0,09-0,10	6,4 PJ/jaar	maatschappelijk winbaar potentieel	+ nu al betaalbaar inzetbaar - inpassing moet zorgvuldig gebeuren
zon-PV op zee	6	>3,00	9,0 PJ/jaar	technisch potentieel	+ voldoende ruimte in windparken - drijvers nog niet zeewaardig

Technieken voor flexibilisering, energieopslag en conversie:					
flexibiliteit met slim malen	8	n.v.t	200 MW & 1.700 MWh	maatschappelijk winbaar potentieel	+ direct inpasbaar en kostenbesparing op waterbeheer - geen
pompopslag in valmeer	3	0,05-0,06 (LCoS)	5 GW & 50 GWh	technisch potentieel	+ betaalbare elektriciteitsopslag - inpasbaarheid
conversie naar groene waterstof	4-7	0,10-0,16	-	-	+ mogelijk opnemen overschotten duurzame energie - lage efficiëntie

5.2 Perspectief voor verschillende doelgroepen

5.2.1 RES-regio's

Aan de RES-regio's is gevraagd een bod te doen voor aanvullende elektriciteitsopwekking op land tot 2030, waarbij vooralsnog vooral naar wind op land en zon op veld en grote daken word gekeken. Deze RESsen moeten landelijk tot ten minste 35 TWh/jaar of 126 PJ/jaar optellen. De technieken die al het verst zijn uitontwikkeld, waterkracht en zon-PV op meren, zijn samen goed voor 7,4 PJ/jaar. De geografische ligging van deze potentie is, naast de locatie van het water, afhankelijk van lokale condities zoals de afstand tot en de capaciteit op het elektriciteitsnet. Waterkracht in de rivieren (Maas en Nederrijn) kan in verband met visveiligheid enkel indien de huidige centrales eerst visveilig gerenoveerd worden. Dit dient dus eerst georganiseerd te worden met de eigenaren van deze centrales en Rijkswaterstaat.

5.2.2 Waterbeheerders

Waterschappen

Waterschappen kunnen elektriciteit uit water gebruiken om hun eigen doelstelling om energieneutraal te worden in te vullen. Daarnaast kunnen zij hiermee een bijdrage leveren aan de regionale energiestrategieën en bijdragen aan technologische innovatie door pilots uit te voeren. Waterkracht, bij stuwen in beken en waterlopen die in hun beheergebied liggen, kan bijdragen aan deze doelstellingen. Het potentieel voor zon PV op meren kunnen waterschappen zelf benutten of faciliteren dat anderen hier projecten realiseren. Hierbij is het belangrijk dat er duidelijk beleid komt voor de inpassing van zon PV op meren. Flexibiliteit door slim malen is toepasbaar voor alle waterschappen en het meest relevant voor de waterschappen met (diepe) polders en daardoor een grote bemalingsvraag. Waterschappen die uitmalen op zee kunnen in de toekomst inzetten op energie uit zoet-zout verschillen, maar er kan reeds begonnen worden met pilots om de ontwikkeling van deze techniek te stimuleren.

Rijkswaterstaat

Rijkswaterstaat kan als landelijke waterbeheerder de ontwikkeling van elektriciteit uit water faciliteren en stimuleren, bijvoorbeeld door als launching customer op te treden voor nieuwe technieken en door vergunningen te verlenen aan partijen die hiermee bezig zijn. Daarin is het eerste belang om van nieuwe technieken de risico's voor de primaire taken, namelijk het waterbeheer, goed op orde hebben. Indien elektriciteit uit water landelijk prioriteit krijgt, moet Rijkswaterstaat de overwegingen en dilemma's aankaarten op het juiste niveau. Dit kunnen ministeries zijn of Europese besluitvormers.

Op het gebied van waterkracht en getijdenenergie zou Rijkswaterstaat een rol kunnen spelen bij toepassing van deze techniek bij de stuwen in de rivieren en de waterkeringen langs de kustlijn, die zij in haar beheer heeft. Zij kan daar actief projecten stimuleren, opereren als launching customer en toezicht houden op de (vis)veiligheid. Bij het visveilig renoveren van bestaande waterkrachtinstallaties kan Rijkswaterstaat een coördinerende rol pakken. Rijkswaterstaat is tevens verantwoordelijk voor vergunningverlening op zee en

zou samen met de landelijke overheid kunnen inventariseren voor welke technieken zij hier na 2030 een rol zien en wat hierbij de overwegingen en beperkingen zijn.

Drinkwaterbedrijven
Voor drinkwaterbedrijven zou de conversie naar groene waterstof interessant kunnen zijn omdat hier zuiver water voor nodig is. Het is goed dat de drinkwaterbedrijven nadenken over welke rol ze hierin willen spelen.

5.2.3 Rijksoverheid

Hoewel de opwekking van elektriciteit uit water in potentie een significante bijdrage kan leveren aan de Nederlandse elektriciteitsmix, zijn deze technieken niet meegenomen in het Klimaatakkoord van juni 2019. Naast een groot potentieel voor energie-opwek heeft het watersysteem ook potentieel voor energie-opslag, wat een belangrijke component is bij de leveringszekerheid van een meer duurzaam energiesysteem. Om dit potentieel waar te maken zou elektriciteit uit water meegenomen moeten worden in beleidsdocumenten zoals het Klimaatakkoord en de Nationale Omgevingsvisie (NOVI). Hierbij is een sterke rol van de overheid nodig, waaronder samenwerking tussen meerdere ministeries (BZK, IenW, EZK). De aankondiging van Minister Wiebes tijdens het klimaatdebat met de Tweede Kamer op 4 september 2019 dat er een routekaart Energie uit Water opgesteld zal worden is hiertoe een eerste stap.

Wel staat de ambitie van het klimaatakkoord dat er na 2025 geen SDE subsidie meer nodig is voor hernieuwbare elektriciteitsproductie haaks op de ontwikkeling van elektriciteit uit water technieken. Deze techniekenhebben vanwege de beperkte toepassing nog niet de kostprijsontwikkeling kunnen doormaken die zon- en windenergie wel hebben doorgemaakt mede met hulp van de SDE-subsidie..

Het stellen van een dergelijk beleidskader is niet alleen van belang voor de strategiebepaling en globale sturing van de energietransitie, maar speelt potentieel ook een belangrijke rol in de vergunningverlening van individuele energieprojecten. Elektriciteit uit water is veelal duurzaam, maar zal doorgaans toch in meerdere of mindere mate negatieve effecten op het milieu hebben, waardoor er altijd een belangenafweging nodig zal zijn. De in wetgeving gehanteerde milieubeschermingsstandaarden zijn streng: in principe is geen verslechtering van de waterkwaliteit (waaronder vissen) toegestaan (Waterwet / Kaderrichtlijn Water), mogen er geen blijvende negatieve effecten op de integriteit van Natura 2000 gebieden zijn en zijn opzettelijke verstoringen van diersoorten niet toegestaan (Wet Natuurbescherming / Vogel- en Habitatrichtlijn). De belangrijke rol die het voorzorgsbeginsel speelt in de milieuwetgeving zorgt ervoor dat er veelal door projectontwikkelaars grote mate van zekerheid moet worden gegeven over het uitblijven van voorgenoemde milieueffecten. Juist vanwege het innovatieve en nieuwe karakter, en het gebrek aan voorbeeldprojecten met een groot schaalniveau en succesvolle mitigatiemaatregelen, is het verschaffen van dat niveau van zekerheid niet altijd mogelijk voor de in dit rapport besproken energietechnieken. Vergunningverleners mogen volgens de wet wel uitzonderingen op de regels toestaan, maar daarvoor is een goed onderbouwde belangenafweging vereist tussen de bescherming van het milieu (waaraan o.a. de voorgenoemde regels hoge eisen stellen) en het vergunnen van specifieke projecten voor de opwekking van duurzame energie uit water. De landelijke overheid kan vergunningverleners helpen bij de onderbouwing van deze belangenafweging door duidelijke keuzes te maken voor welke technieken voor het produceren van duurzame energie uit water het meest kansrijk zijn en als noodzakelijk worden gezien om de landelijke doelstellingen voor duurzame energie te bereiken. Vergunningverleners kunnen beleidsdocumenten waarin de landelijke overheid duidelijke keuzes maakt voor specifieke energietechnieken dan gebruiken bij de beoordeling van een vergunningaanvraag voor specifiek pilotproject, of commercieel project. Gezien de continue ontwikkeling van technieken die elektriciteit opwekken uit water zal het door de landelijke overheid op te stellen beleidskader wel ruimte moeten laten voor aanpassing aan de nieuwste technische inzichten.

Naast een algemeen beleidskader voor elektriciteit uit water is ook het stimuleren en faciliteren van ontwikkelen van de technieken met grote potentie van belang. Het gaat hierbij om kennisontwikkeling en -deling, technische innovatie, pilots, etcetera.

Onder de verkende technieken is een tweetal grootschalige technieken met hoge potentie maar ook zeer hoge investeringskosten en lastig inpasbaar. Het gaat hier om energie-opwek met getijdenenergie met behulp van Dynamic Tidal Power (DTP) en pompopslag met behulp van een valmeer. Deze projecten zouden een maatschappelijke rendement kunnen bieden, zijn voor commerciële partijen niet zonder hulp van de overheid te realiseren. Deze projecten zouden dus alleen van de grond kunnen komen als de (Rijks)overheid hier een sterke rol in neemt. Een eerste stap is daarbij de maatschappelijke kosten en baten van deze technieken te onderzoeken.

Ten slotte zijn niet alle mogelijke technieken om elektriciteit uit water op te wekken behandeld in deze studie. Ook vormen van elektriciteitsopwekking die hier buiten beschouwing zijn gelaten, omdat de ontwikkeling in een vroeg stadium is, of de condities ongunstig lijken, zouden positieve ontwikkelingen door kunnen maken. Daarvoor is stimuleren en faciliteren van innovatie van belang.

5.2.4 Vergunningverlenende overheden (algemeen)

Elektriciteit uit water is veelal duurzaam, maar zal doorgaans toch in meerdere of mindere mate negatieve effecten op het milieu hebben, waardoor er altijd een belangenafweging nodig zal zijn. Die belangenafweging zal o.a. gemaakt moeten worden door vergunningverleners van watervergunningen, omgevingsvergunningen en vergunningen en ontheffingen in het kader van de Wet Natuurbescherming. Dit betreft onder meer waterschappen, Rijkswaterstaat, provincies en gemeentes. Een duidelijk landelijk beleidskader voor elektriciteit uit water kan deze instanties helpen in de onderbouwing van hun keuzes om in vergunningenprocedures elektriciteit uit water projecten toe te staan, te verbieden, of om aanvullende eisen te stellen (zie ook het kopje ‘landelijke overheid’ hierboven).

Een ander instrument dat vergunningverlenende overheden zouden kunnen gebruiken is het toepassen van zogenaamde ‘gefaseerde inwerkingstelling’ of ‘phased deployment’ van energie uit water projecten. Deze aanpak houdt in dat een wat groter project al mag beginnen op een kleine schaal voordat volledige zekerheid is verkregen over het uitblijven van relevante milieu-effecten voor het volledige project. Het verkrijgen van deze wettelijk vereiste zekerheid is (zoals eerder genoemd) niet altijd mogelijk voor de in dit rapport besproken energietechnieken. Vanwege de kleine schaal van de eerste fase zullen er geen significant negatieve milieu-effecten optreden, maar aan het project worden wel strenge monitoringsvereisten verbonden. De toestemming van volgende fasen van het project wordt afhankelijk gesteld van de uitkomsten van die monitoring. Het Meygen Pentland Firth getijdenenergieproject in het noorden van Schotland is een voorbeeld waarin een dergelijke vergunningsverleningstechniek momenteel wordt toegepast. [81]

6

REFERENTIES

[1] Deltares, „Water als bron van duurzame energie: Inspiratieatlas van mogelijkheden," Deltares, 2008.

[2] CE Delft, „Energie uit water: Een zee van mogelijkheden," CE Delft, Delft, 2009.

[3] „Regionale energietransitie - Regio's op de kaart," [Online]. Available: https://www.regionale-energiestrategie.nl/kaart+doorklik/default.aspx. [Geopend 29 03 2019].

[4] S. Bolat, „Technology Readyness Level (TRL)," [Online]. Available: https://serkanbolat.com/2014/11/03/technology-readiness-level-trl-math-for-innovative-smes/. [Geopend 29 03 2019].

[5] Witteveen+Bos, „Duurzaam ontwerpen," [Online]. Available: https://www.witteveenbos.com/nl/over-ons/hoe-wij-werken/duurzame-ontwerpprincipes/. [Geopend 01 08 2019].

[6] ECN, PBL en CBS, „Nationale Energieverkenning 2017," ECN, 2017.

[7] K. Kruit, B. Schepers, R. Roosjen en P. Boderie, „Nationaal potentieel van aquathermie," CE Delft en Deltares in opdracht van STOWA, 2018.

[8] „Compendium voor de Leefomgeving - Gebruiksfuncties van de Noordzee," [Online]. Available: https://www.clo.nl/indicatoren/nl0064-gebruiksfuncties-van-de-noordzee. [Geopend 29 03 2019].

[9] „Rijkswaterstaat - Waddenzee," [Online]. Available: https://www.rijkswaterstaat.nl/water/vaarwegenoverzicht/waddenzee/index.aspx. [Geopend 29 03 2019].

[10] „Noordzeeloket - Beleidsnota Noordzee," [Online]. Available: https://www.noordzeeloket.nl/beleid/noordzeebeleid/beleidsnota-noordzee/. [Geopend 29 03 2019].

[11] „Compendium voor de Leefomgeving - Oppervlaktewater in Nederland," [Online]. Available: https://www.clo.nl/indicatoren/nl1401-oppervlaktewater-in-nederland. [Geopend 29 03 2019].

[12] „Rijkswaterstaat - IJsselmeer," [Online]. Available: https://www.rijkswaterstaat.nl/water/vaarwegenoverzicht/ijsselmeer/index.aspx. [Geopend 29 03 2019].

[13] „Rijkswaterstaat - Markermeer," [Online]. Available: https://www.rijkswaterstaat.nl/water/vaarwegenoverzicht/markermeer/index.aspx. [Geopend 29 03 2019].

[14] „ Unie van Waterschappen - Waterschapskaart 2018," [Online]. Available: https://www.uvw.nl/publicatie/waterschapskaart/. [Geopend 29 03 2019].

[15] „EasySwitch.nl - Waterleveranciers overzicht," [Online]. Available: https://www.easyswitch.nl/energie/energie-begrippen/waterleveranciers-overzicht/. [Geopend 29 03 2019].

[16] M. Müller, E. Haesen, L. Ramaekers en N. Verkaik, „Translate COP21 - 2045 outlook and implications for offshore wind in the North Seas," Ecofys on behalf of TenneT and Energinet.dk, 2017.

[17] E. Ruijgrok, E. v. Druten en B. Bulder, „Cost Evaluation of North Sea Offshore Wind Post 2030," Witteveen+Bos on behalf of North Sea Wind Power Hub Consortium, 2019.

[18] J. Delsman, J. Veraart, B. Snellen en G. Oude Essink, „Effectiviteit van waterinlaat," STOWA, 2018.

[19] J. W. Post, „Blue Energy: electricity production from salinity gradients by reverse electrodialysis," Wageningen University, 2009.

[20] R. Siebers, *Schriftelijke communicatie (REDstack),* 2019.

[21] AquaBattery, „BlueBattery pilot projects - Pilot I: TheGreenVillage," [Online]. Available: https://aquabattery.nl/bluebatterypilotprojects/. [Geopend 02 08 2019].

[22] Statkraft , „Statkraft to build world's first osmotic power plant," 03 10 2007. [Online]. Available: https://www.statkraft.com/media/press-releases/Press-releases-archive/2007/statkraft-to-build-worlds-firsk-osmotic-power-plant/. [Geopend 02 08 2019].

[23] M. &. S. H. &. T. A. &. T. H. Kurihara, „Role of pressure-retarded osmosis (PRO) in the mega-ton water project. Desalination and Water Treatment," vol. 57, pp. 1-11, 2016.

[24] Ecofys Netherlands B.V., „Energie uit zout en zoet water met osmose: Een visualisatie bij de Afsluitdijk," 2007.

[25] J. Dan en R. Ardiyanti, „Haalbaarheidsstudie naar een blauwe energie centrale bij in het Hoogheemraadschap van Delfland," Witteveen+Bos, 2018.

[26] PBL Planbureau voor de Leefomgeving, „Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019," PBL, Den Haag, 2018.

[27] R. Kleiterp, „The feasibility of a commercial osmotic power plant," TU Delft, 2012.

[28] O. Skramesto, S. Skilhagen en W. Nielsen, „Power production based on osmotic pressure," *Waterpower* , nr. XVI, 2009.

[29] „De Nederlanse Gemalen Stichting - Rijksgemaal Ijmuiden," [Online]. Available: http://www.gemalen.nl/gemaal_detail.asp?gem_id=264. [Geopend 02 05 2019].

[30] Deltanieuws, „Veel meer dan een waterkering - Vernieuwing Afsluitdijk," *Deltanieuws,* vol. 2, 26 06 2018.

[31] M. v. d. Berg, H. Bakker en J. v. Kempen, „Toetsingskader voor waterkrachtcentrales in Nederlandse Rijkswateren," Rijkswaterstaat, 2014.

[32] T. V. D. Noortgaete, „Onderzoek potentie energie uit waterkracht in Provincie Gelderland," Royal Haskoning DHV, 2016.

[33] F. Moquette, R. Bil en G. d. Laak, „Waterkracht ontkracht," *Visionair,* vol. 48, pp. 20-23, 2018.

[34] R. d. Jong, „kunstwerken, Potentie duurzame energie bij kunstwerken," Deltares, 2009.

[35] Rijkswaterstaat, „Helpdesk Water - Afvoer," [Online]. Available: https://www.helpdeskwater.nl/onderwerpen/waterveiligheid/crisismanagement/begrippen/toelichting/afvoer/. [Geopend 05 08 2019].

[36] EQA Projects, *EQA-Box Stuw Asschat*.

[37] „De werking van de waterkrachtcentrale," Dommelstroom, [Online]. Available: https://dommelstroom.com/de-waterkrachtcentrale/. [Geopend 14 05 2019].

[38] Dommelstroom, „Veelgestelde vragen," Dommelstroom, [Online]. Available: https://dommelstroom.com/faq/. [Geopend 2 april 2019].

[39] ROM3D en Inenergie, „Energie uit oppervlaktewater: Fase 1 GIS Analyse - Kansen voor Friesland, Groningen, Drenthe en Overijssel," 2018.

[40] Projectbureau Getijdencentrale Brouwersdam, *Getijdencentrale Brouwersdam - Ministerie van Economische Zaken (Energie),* 2014.

[41] A. Abgottspon, G. Rolandez en T. Staubli, „Discharge measurements at La Rance Tidal Power Plant using current meters method," in *10th International Conference on Innovation in Hydraulic Efficiency Measurements*, 2014.

[42] bt projects, „Tidal Technology Center," [Online]. Available: https://www.bt-projects.com/en/portfolio-items/tidal-technology-center-grevelingendam/. [Geopend 11 10 2019].

[43] Project GetijGrevelingen, „Description of tidal power plant variant 2018 market consultation," 2018.

[44] P. Scheijgrond, en A. Raventos, „Dutch Wave & Tidal energy sector," TKI Wind op Zee, 2015.

[45] D. Magagna, R. Monfardini en A. Uihlein, „JRC Ocean Energy Status Report 2016 Edition," Joint Research Centre (JRC) of the European Commission, 2016.

[46] Tocardo, „Tocardo Getijstroomcentrale Oosterschelde - Openbaar eindrapport - EOS-demonstratie DEMO011023," 2015.

[47] M. Leopold en M. Scholl, „Monitoring getijdenturbines Oosterscheldekering - Jaarrapportage 2018," Wageningen University & Research, 2019.

[48] A. Betz, „Introduction to the Theory of Flow Machines," Pergamon Press, Oxford, 1966.

[49] R. Collombet, „Ocean energy - key trends and statistics 2018," Ocean Energy Europe, 2018.

[50] Ocean Energy Europe & TP Ocean, *European Commission Issue Paper on Ocean Energy: Industry Response,* Brussel: Ocean Energy Europe Aisbl., 2016.

[51] P. Lako, S. Luxenbourg en L. Beurskens, „Karakteristieken van duurzame energie in relatie tot de Afsluitdijk," ECN, 2010.

[52] M. Klinge en T. Witjes, „Evaluatie van vismonitoring bij de Tocardo Aqua2800 waterturbine bij Den Oever," Witteveen+Bos, 2006.

[53] K. Hulsbergen, „Dynamic TIdal Power geeft energie en beschermt de kust," *Waterhuishouding & Waterbouw,* nr. 12, pp. 24-25, 2018.

[54] L. Runia, K. Hulsbergen en B. i. '. Groen, „Beantwoording vragen van EZ over Dynamic Tidal Power (DTP)," POWER consortium, 2014.

[55] H. Sørensen en J. Fernández Chozas, „The Potential for Wave Energy in the North Sea," in *3rd International Conference on Ocean Energy*, Bilbao, 2010.

[56] Aqua-RET Consortium, „Aqua-RET," 2012. [Online]. Available: http://aquaret.com/. [Geopend 17 06 2019].

[57] Slow Mill, „Wave Energy in the North Sea - Texel Pilot," [Online]. Available: http://www.slowmill.nl/Market/Texel-Pilot/. [Geopend 05 08 2019].

[58] C. L. A. A. a. D. V. L Riefolo, „Environmental Impact Assessment of Wave Energy Converters: A Review," in *International Conference on Applied Coastal Research (SCACR)*, 2015.

[59] Streamlining of Ocean Wave Farms Impact Assessment (SOWFIA), „Deliverable D.2.4 – Interim report on barriers, accelerators and lessons learned from all wave energy site experiences," 2012.

[60] K. Gajipra, „Global Solar Radiation Map," [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Global-Solar-Radiation-Map-pubsacsorg-N-A_fig9_277004153. [Geopend 29 03 2019].

[61] World Bank Group, ESMAP and SERIS, „Where Sun Meets Water - Floating Solar Market Report," World Bank, Washington, DC, 2018.

[62] Port of Rotterdam, „Zon op de Slufter: exploitant gezocht voor grootste drijvende zonnepark van Nederland," [Online]. Available: https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/zon-op-de-slufter. [Geopend 18 juni 2019].

[63] E. Vartiainen, G. Masson en C. Breyer, „PV LCOE in Europe 2015-2050," 2015.

[64] STOWA, „Handreiking voor vergunningverlening drijvende zonneparken op water," Stichting Toegepast Onderzoek Waterbeheer, Amersfoort, 2018.

[65] D. van den Berg, M. Droog en B. R.J., „De invloed van drijvend bouwen op het watersysteem: Een modelstudie naar de invloed van overkluizing," Witteveen+Bos, Wageningen Universiteit , 2016.

[66] Generation.Energy en CE Delft, „Analysekaarten NP RES - verantwoording bronnen en methoden," 2019.

[67] B. Bjørneklett, „Offshore floating solar - a technical perspective," *PV Tech Power,* vol. 16, pp. 60 - 64, 2018.

[68] Cobouw, „Scheveningen krijgt allereerste drijvende offshore zonnecentrale," 8 februari 2018. [Online]. Available: https://www.cobouw.nl/infra/nieuws/2018/02/bij-scheveningen-komt-eerste-drijvende-offshore-zonnecentrale-101257747. [Geopend 25 juni 2019].

[69] PBL Planbureau voor de Leefomgeving, *Conceptadvies SDE++ 2020 Zonne-energie,* Den Haag: PBL, 2019.

[70] M. Meijenburg en R. Schalij, „Modelering en resultaten flexible inzet gemalen in PPSGen voor het project "Slim Malen"," eRisk Group, 2019.

[71] E. v. Druten, „Pumping Station for the Future," TU Delft, 2016.

[72] L. d. Vilder, „Offshore pumped hydropower storage," TU Delft, 2017.

[73] DELTA21, „Deskstudie: DELTA21 en Energie," 2017.

[74] DELTA21, „Deskstudie: DELTA21 en Waterveiligheid," 2018.

[75] TenneT, Gasunie, Port of Rotterdam, Energinet, „North Sea Wind Power Hub," Northseawindpowerhub, 2019. [Online]. Available: https://northseawindpowerhub.eu/. [Geopend 11 6 2109].

[76] IRENA, „Hydrogen from renewable power - Technology outlook for the energy transition," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

[77] D. C. Aiken, T. P. Curtis en E. S. Heidrich, „Avenues to the financial viability of microbialelectrolysis cells [MEC] for domestic wastewatertreatment and hydrogen production," *International Journal of Hydrogen Energy,* vol. 44, nr. 5, pp. 2426-2434, 2019.

[78] H2O Netwerk, *Redstack: bedrijf achter Blue Energy wil waterstof op gaan wekken,* 2018.

[79] S. Hers, C. Leguijt, T. Scholten, R. v. d. Veen en S. v. d. Water, „Waterstofroutes Nederland - Blauw, groen en import," CE Delft, Delft, 2018.

[80] K. v. Kranenburg, R. d. Kler, N. Jansen, A. v. d. Veen, C. d. Vos en H. Gelevert, „Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk verantwoord netbeheer – Businessmodel en businesscase," TNO, 2018.

[81] S. v. Hees, Innovative Ocean Renewable Energy & EU Law : Towards the Integration of the EU's Environmental, Economic and Renewable Energy Policy Areas, Universiteit Utrecht, 2018, pp. 147-151, 230-231, 235-237.