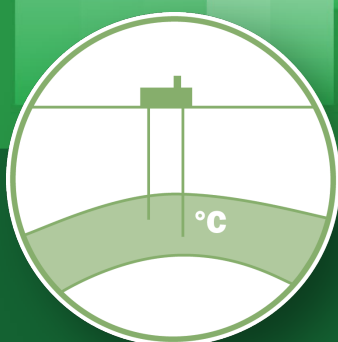


Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 – 2050

Technische evaluatie van vraag en aanbod



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat



TNO innovation
for life

TNO PUBLIEK

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

TNO-rapport

www.tno.nl

TNO2021 R11125

T +31 88 866 42 56
F +31 88 866 44 75**Ondergrondse Energieopslag in Nederland
2030 – 2050: Technische evaluatie van vraag
en aanbod**

Datum	22 juni 2021
Auteur(s)	Serge van Gessel (TNO) Thijs Huijskes (EBN) Joaquim Juez-Larré (TNO) Rory Dalman (TNO)
Exemplaarnummer	
Oplage	
Aantal pagina's	114 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	2
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectnaam	OPVIS 2.0
Projectnummer	060.43342/01.04.06

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO



TNO PUBLIEK

Managementuittreksel

Titel : Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 – 2050 (I): Technische evaluatie van vraag en aanbod

Auteur(s) : Serge van Gessel (TNO)
Thijs Huijskes (EBN)
Joaquim Juez-Larré (TNO)
Rory Dalman (TNO)

Datum : 22 juni 2021

Opdrachtnr. : AGE 19-10.036 en AGE 20-10.048

Rapportnr. : TNO2021 R11125

Samenvatting

Dit rapport omvat de technische analyse over toekomstige ondergrondse opslag van energie en geeft een verdieping en aanvulling op de eerste verkenning gepubliceerd in 2018. Aan de hand van recentelijk gepubliceerde energiescenario's en eigen aanvullende analyses en wordt ingegaan op de volgende vragen:

- Hoe ontwikkelt zich de toekomstige vraag naar grootschalige ondergrondse opslag (gespecificeerd naar energiedrager, technologie, omvang, timing, locatie) volgens verschillende energiescenario's?
- Hoe kan in verschillende scenario's de vraag naar grootschalige ondergrondse opslag worden geacommodeerd binnen het bekende potentieel en wat zijn hiervan de consequenties?

Op basis van deze technische analyse worden mogelijke ontwikkelpaden voor ondergrondse energieopslag in Nederland tot 2050 beschreven met aanbevelingen voor beleid en regelgeving om een verantwoorde aanleg van grootschalige ondergrondse opslag mogelijk te maken. Deze ontwikkelpaden en aanbevelingen zijn beschreven in het bijbehorende rapport "Ondergrondse energieopslag in Nederlands 2030-2050: Ontwikkelpaden en Aanbevelingen"

Ondergrondse opslag van aardgas is op dit moment de belangrijkste en meest omvangrijke energieopslagstechnologie die wordt ingezet binnen Nederland en de rest van Europa. In alle onderzochte energiescenario's ligt de ondergrondse aardgasopslagcapaciteit die noodzakelijk is voor de Nederlandse vraag-aanbodbalans in 2030 (maximaal 37 TWh volgens I13050 scenario's in het ETM-model¹) ruim onder de huidige geïnstalleerde aardgasopslagcapaciteit (130 TWh). In 2050 ligt de verwachte benodigde opslagcapaciteit voor vraag-aanbodbalans tussen 2 en 39 TWh. Dit is afhankelijk van de rol die **aardgas en/of groengas** innemen binnen de energievoorziening en de aannames die worden gedaan omtrent extreme winters (warmtevraag). Optioneel kan de opslagcapaciteit voor aardgas en/of groengas worden uitgebreid met extra reserves om eventuele langdurige onderbreking van het aanbod op te vangen (bijvoorbeeld stilvallen van aanvoer uit buitenland bij grote importafhankelijkheid). Indicatieve schattingen van de totale opslagcapaciteit lopen daarmee in een enkel geval op tot maximaal de huidige geïnstalleerde opslagcapaciteit.

Waterstofopslag komt in alle energiescenario's naar voren als een belangrijke en noodzakelijke technologie die met name tussen 2030 en 2050 zal opschalen in Nederland. In 2030 hebben (het dan groeiende) aanbod en verbruik nog steeds een constant karakter. Dit zorgt ervoor dat de behoefte aan (ondergrondse) waterstofopslag voor de vraag-aanbodbalans volgens alle scenario's en modellen nog beperkt van omvang zal zijn. Uit de onderzochte energiescenario's voor 2030 volgt een benodigde opslagcapaciteit tussen 42 en 475 GWh, oftewel een werkvolume van ca. 14 – 160 miljoen m³. Voor dit volume zijn 1 – 4 zoutcavernes nodig welke theoretisch binnen de bestaande zoutwinningslocaties van Zuidwending en/of Heiligerlee passen. Hergebruik van huidige aardgasopslagcavernes is een optie indien de bestaande functie zou komen te vervallen. Haalbaarheid van aanleg van nieuwe cavernes dan wel ombouw van bestaande opslagcavernes dient met locatie-specifiek onderzoek te worden vastgesteld.

Tussen 2030 en 2050 loopt de benodigde opslagcapaciteit voor waterstof in de verschillende onderzochte scenario's sterk uiteen. Enerzijds hangt dit af van de veronderstelde herkomst

¹ https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9436

en toepassing van waterstof, en anderzijds van de mate waarin de gebruikte energiesysteemmodellen de vrijheid hebben om inzet van flexibiliteitsopties te optimaliseren.

- Met inzet van alternatieve flexibiliteitsopties (import/export van elektriciteit, power-to-heat in boilers, regelbare productie van synthetische brandstoffen) en enkele geïdealiseerde uitgangspunten (o.a. standaard weerjaar, perfect vooruitzicht, volledige verbondenheid Europees elektriciteitsnet), wordt de ondergrens voor benodigde opslagcapaciteit in 2050 ingeschat tussen 1,3 en 4,3 TWh (oftewel 0,43 – 1,5 miljard m³). Voor dit volume zouden ca. 17 – 34 zoutcavernes moeten worden aangelegd (afhankelijk van ontwerp en grootte). Theoretisch past dit binnen de bestaande zoutwinningslocaties van Zuidwending en/of Heiligerlee. Praktische (ruimtelijke) beperkingen, aansluiting op lokale vraag en/of de wens om concentratie van bodemdalingseffecten te voorkomen, kunnen aanleiding zijn voor een meer gespreide ontwikkeling over andere (niet geëxploiteerde) zoutstructuren of het in gebruik nemen van een gasveld (bijv. ombouw van een bestaande aardgasopslaglocatie of een andere uitgeproduceerde gasveld).
- Indien waterstofopslag de preferente optie wordt voor het bieden van grootschalige flexibiliteit (elektriciteit en warmte) en een normaal (standaard) weerjaar als uitgangspunt wordt genomen, dan wordt de bovengrens voor benodigde opslagcapaciteit in 2050 ingeschat tussen 15 en 26 TWh (oftewel 5,0 – 8,7 miljard m³). In een extreem weerjaar (zeer koude winter, lagere jaaropbrengst van waterstof uit zon en wind) kan dit oplopen tot 32,9 TWh (ca. 11 miljard m³). Voor dit volume zouden tientallen tot mogelijk >200 cavernes nodig zijn. Alhoewel dit aantal theoretisch past binnen de geëvalueerde technische capaciteit in onderzochte zoutstructuren op land, wordt om praktische redenen (o.a. bovengronds ruimtebeslag, bodemdalingseffecten, tijd nodig voor aanleg van cavernes, afvoer van pek) uitgegaan van maximaal 60 mogelijk realiseerbare cavernes tussen 2030 en 2050 (maximaal ca. 15 TWh). Het is daarom zeer waarschijnlijk dat opslagcapaciteit in dit geval deels in uitgeproduceerde gasvelden dan wel omgebouwde aardgasopslagen zal moeten worden aangelegd (mogelijk tot 3 a 4, afhankelijk van de het berekende werkgasvolume per gasveld).
- Deze studie presenteert diverse uitgangspunten die richting geven voor keuzes omtrent aanvullende ondergrondse opslag capaciteit (bijvoorbeeld als extra strategische reserve of voor het ondersteunen van handel in waterstof). Indien de huidige praktijk voor aardgas en aardolie wordt gevolgd (totale opslagcapaciteit bedraagt ca. 25% van het totale jaarverbruik, zowel in Nederland als heel Europa), dan zal de geschatte totale opslagcapaciteit tussen ca. 18 en 51 TWh liggen. Indien deze capaciteit in Nederland moet worden aangelegd, dan is de inzet van gasvelden onvermijdelijk. Het aantal benodigde gasvelden kan oplopen tot 6, afhankelijk van het aantal te ontwikkelen zoutcavernes en de omvang van het werkvolume per gasveld.

Ondergrondse warmtebuffering kan een belangrijke rol gaan spelen bij een efficiëntere grootschalige inzet van constante en/of seizoensgebonden warmtebronnen (bijv. restwarmte, geothermie, zonthermie). De huidige studies met de bestaande modellen houden nog onvoldoende rekening met de meerwaarde van inzet van grootschalige warmtebuffering. In deze studie is daarvoor een aanvullende analyse uitgevoerd.

- Op basis van de verschillende scenario's kan warmteproductie uit de warmtebuffers in 2050 tussen ongeveer 0,5 en 4,5 TWh opleveren. Dit is gelijk aan de hoeveelheid secundaire warmtebronnen (bijv. gas, biomassa, elektriciteit) die bespaard worden. Door de scenario's aan te passen ten aanzien van een betere aansluiting van basislast op warmtebuffering kan de omvang van de geleverde warmte uit buffers uitkomen op 6 tot 8 TWh. De besparing van

secundaire bronnen (t.o.v. het originele scenario) ligt hoger doordat de levering van gasboilers al vervangen is: ongeveer 11 tot 13 TWh.

- Een soortgelijke observatie kan gedaan worden voor de bijdrage van grootschalige zonthermie. In combinatie met warmtebuffering kan dit een nuttige bijdrage leveren aan de warmtevoorziening door warmtenetten. Dit is conceptueel getest voor het scenario REG2050. De grootte van de geleverde warmte uit warmtebuffers is dan ongeveer 6 tot 8 TWh (in 2050). De besparing van secundaire bronnen zelfs iets hoger, doordat de inzet van zonthermie in de zonnige maanden de inzet van secundaire warmtebronnen al iets laat afnemen.

Er zijn in Nederland meerdere formaties die potentieel geschikt zijn voor hoge-temperatuuropslag in aquifers (HT-ATES). Grote delen van het westen van Nederland hebben een gunstige ligging voor HT-ATES. Van de potentieel interessante gebieden vereisen de meeste delen meer onderzoek om één of meerdere mogelijke barrières weg te kunnen nemen (of te bevestigen). Een klein gedeelte van Nederland, met name tegen de oostgrens, lijkt ongeschikt voor HT-ATES. Voor aanbod van basislastwarmte kan men o.a. denken aan restwarmte, geothermie, en warmte uit oppervlaktewater. De geschiktheid voor deze verschillende bronnen varieert over Nederland. De gecombineerde aanwezigheid van warmtebronnen, en de potentie voor HT-ATES in combinatie met woongebieden varieert over verschillende gebieden in Nederland. Op het eerste oog valt vooral Zuid-Holland (bijv. de regio Rotterdam-Den Haag) op. Voor een gedetailleerde studie van een aantal specifieke gebieden kunnen de algemene WINDOW-studieresultaten worden geëvalueerd.

Persluchttopslag (CAES) en ondergrondse pompaccumulatie (O-PAC) hebben in de onderzochte scenario's en gebruikte modellen een ondergeschikte rol in de nationale energievoorziening. In het algemeen wordt geen directe noodzaak gezien voor aanleg van CAES en/of O-PAC om nationale leveringszekerheid te borgen. Andere flexibiliteitsopties krijgen in de modellen de voorkeur omdat ze vraag-aanbodbalans tegen lagere kosten en/of met betere efficiëntie kunnen leveren. Wel kunnen CAES en O-PAC diverse ondersteunende systeemdiensten op het elektriciteitsnet leveren die gericht zijn op korte tijdschalen en die aantrekkelijk zijn voor private initiatieven. Dit soort diensten zijn niet of beperkt meegenomen in de gebruikte energiesysteemmodellen. De aanleg van CAES zal mogelijk caverneruimte in beslag nemen die ook voor waterstofopslag nodig is.

Inhoudsopgave

	Managementuittreksel	2
	Samenvatting	3
1	Inleiding	8
1.1	Introductie	8
1.2	Korte toelichting op gebruikte technische termen en definities	8
1.3	Overzicht van gebruikte afkortingen	9
1.4	Terugblik op “Ondergrondse Opslag in Nederland: Technische Verkenning (2018)”	10
1.5	Vraagstelling	11
1.6	Rapportstructuur	12
2	Achtergrond, aanpak, scope	14
2.1	Flexibiliteit in een veranderend energiesysteem	14
2.2	Verwachte ontwikkeling van ondergrondse energieopslag	15
2.3	Ondergrondse opslagtechnologieën en beschikbare ruimte	16
3	Scenario's en modellen	23
3.1	Vergelijking op hoofdlijnen	23
3.2	Studies	27
3.3	Scenario's, varianten en gevoeligheden.....	29
3.4	Gebruikte modellen.....	32
4	Classificatie opslagbehoefte	34
4.1	Nut en noodzaak.....	34
4.2	Aanbodzekerheid of leveringszekerheid?	36
4.3	Samenvatting van opslagdoeleinden in deze studie	38
5	Waterstofopslag	39
5.1	Inleiding	39
5.2	Opslag in het kader van leveringszekerheid	40
5.3	Opslag in het kader van aanbodzekerheid	50
5.4	Beschikbare opslagcapaciteit in gasvelden en zoutcavernes	54
5.5	Indicatie van praktisch realiseerbare opslagcapaciteit	60
5.6	Inpassing van opslagcapaciteit.....	62
5.7	Samenvatting ontwikkelpaden voor ondergrondse waterstofopslag	66
5.8	Belangrijkste conclusies en bevindingen.....	68
6	Warmtebuffering	70
6.1	Introductie	70
6.2	Methodologie	70
6.3	Input	72
6.4	Resultaten.....	75
6.5	Praktische implicaties en ruimtelijke inpassing	83
6.6	Discussie	90
6.7	Conclusies	93
7	Overige vormen van opslag	95

7.1	Opslag van (groen) aardgas.....	95
7.2	CAES en ondergronds pompaccumulatiesysteem.....	97
8	Conclusies.....	99
8.1	Algemeen.....	99
9	Handtekening.....	104
Appendix	105
A.1	Methodiek HT-ATES-modellering.....	105
A.2	Invloed revisie BK-scenario's op warmtebuffering.....	108

1 Inleiding

1.1 Introductie

De ondergrond draagt in belangrijke mate bij aan het zekerstellen van aanbod en levering van energie. In 2018 bedroeg het aandeel binnenlands geproduceerd aardgas en aardolie ca. 79% van de totale primaire binnenlandse energievraag. Voor alle fossiele bronnen is dit aandeel 88%. Ondergrondse aardgasopslagen vormen een cruciaal onderdeel van de bestaande hoofd energie-infrastructuur. Met een huidig werkvolume van ca. 12,5 miljard m³, wordt ca. 34% van het binnenlandse aardgasverbruik en 13% van de totale primaire energievraag gebufferd voor het bedienen van piekvraag, seizoen-afhankelijke vraag en internationale handel van aardgas².

Met de sterke afname van aardgaswinning in Nederland en de verwachte ontwikkeling van hernieuwbare energie, deels variabele opwekking van energie tijdens de energietransitie, zal er ook een nieuw evenwicht moeten worden gezocht binnen het energiesysteem. Bovengrondse en ondergrondse flexibilitieopties die bijdragen aan het gelijktrekken van vraag en aanbod van verschillende energiedragers (reguleren van energieaanbod en -vraag, interconnectiviteit, energieopslag en aanverwante technologieën) worden in toenemende mate belangrijk voor een efficiënte, zekere en betaalbare energievoorziening. In deze studie wordt gekeken naar nut, noodzaak en mogelijkheden voor de aanleg van (grootschalige) ondergrondse opslag van drie verschillende energiedragers, te weten 1) gasen waaronder waterstof, aardgas/biomethaan, 2) hoge-temperatuur warmte in de vorm van warm water en 3) mechanische energie in de vorm van perslucht of pompaccumulatie (ingezet binnen het elektriciteitsnet).

1.2 Korte toelichting op gebruikte technische termen en definities

In dit rapport zal een groot aantal technische termen worden gebruikt. Dit is onvermijdelijk gezien de technische aard van het onderwerp, de gebruikte energiesysteemmodellen en de uitgevoerde analyses. Hieronder wordt een overzicht gegeven van een groot aantal van deze termen. Sommige termen of principes worden in de tekst zelf uitgebreid toegelicht.

1.2.1 Termen gerelateerd aan ondergrondse opslag

m³: Kubieke meter (inhoud). In het geval van gasvolume wordt hiermee Normaal kubieke meter bedoeld (i.e. het gasvolume bij referentiecondities 0 °C en 101,325 kPa).

Werkvolume of Werkgasvolume: Het (gas)volume in een (ondergrondse) opslag dat daadwerkelijk bijdraagt aan de opslagfunctie, oftewel het maximale volume dat tijdens een volledige opslagcyclus wordt geïnjecteerd en geproduceerd. Vaak wordt dit volume weergegeven in energie-inhoud (TWh, GWh, etc.). In dat geval betreft het de energiewaarde van de energiedrager in het werkvolume.

² Kentallen zijn afgeleid van EBN 2019 infographic Energie in Nederland (<https://www.energieinnederland.nl/feiten-en-cijfers/infographic>) en TNO/EBN 2018: Ondergrondse opslag in Nederland: Technische verkenning (TNO, EBN 2018: <https://www.nlog.nl/nieuws/publicatie-rapport-tbv-technische-verkenning-voor-visie-ondergrondse-opslag>)

Kussengasvolume: Dit betreft het aandeel van het opgeslagen volume dat niet meedoet aan de opslagcyclus. Dit volume is aanwezig om de minimale druk in de opslag te onderhouden die nodig is om de gevraagde productiesnelheid te realiseren.

GIIP-volume: Deze term hangt specifiek samen met gasvelden en betreft het totale aardgasvolume dat voor aanvang van gasproductie in het veld aanwezig was. Dit volume is medebepalend voor de omvang van de opslagcapaciteit.

Geometrisch cavernevolume: Dit is het volume van een lege (aangelegde) zoutcaverne. Het werkgasvolume is in de regel veel groter door de hoge druk en samendrukbaarheid van gassen.

1.2.2 Termen gerelateerd aan energiesysteemmodellen

Baseload of basislast: Aanbod van energie die over het hele jaar volgens een min-of-meer constant vermogen of volume per tijdseenheid wordt geleverd.

Power-to-Heat of P2H: De conversie van elektriciteit naar warmte, bijvoorbeeld met elektrische boilers, maar mogelijk ook als onderdeel van warmtepompsystemen (o.a. industrie, gebouwde omgeving).

Power-to-Hydrogen of P2H₂: De conversie van elektriciteit naar waterstof door middel van elektrolyse. Mogelijk onderdeel van Power-to-Fuels (zie onder).

Power-to-Gas of P2G: De conversie van elektriciteit naar een gasvormige energiedrager (bijv. waterstof of methaan verkregen door methanisatie van waterstof). Wordt vaak gebruikt als synoniem voor P2H₂.

Power-to-Fuels of P2Fuels: De conversie van elektriciteit naar synthetische brandstoffen. P2H₂ is hierbij een tussenstap. De waterstof wordt vervolgens gecombineerd met CO₂ om methaan of andere (vloeibare) brandstoffen te produceren.

Power-to-X of P2X: De conversie van elektriciteit naar een willekeurige andere energiedrager (vaak een containerbegrip voor bovenstaande conversies).

G2P, H2P, H₂2P: De conversie van bovengenoemde energiedragers naar elektriciteit (bijv. via een gascentrale of brandstofcel).

1.3 Overzicht van gebruikte afkortingen

In de tekst en figuren van dit rapport worden veelvuldig de volgende afkortingen gebruikt voor het aanduiden van studies, scenario's en modeluitkomsten:

BK:	Bepaling volgens Berenschot en Kalavasta
LSES:	Bepaling volgens TKI – <i>Large Scale Energy Storage</i>
ETS:	Bepaling volgens TNO <i>Energy Transition Studies</i>
KA2030:	Het 2030-scenario afgeleid v.h. Klimaatakkoord van BK
CA2030:	Het 2030-scenario afgeleid v.h. Klimaatakkoord van LSES
TR2030/40/50:	De 2030/2040/2050-scenario's "TRANSFORM" van ETS
AD2030/40/50:	De 2030/2040/2050-scenario's "ADAPT" van ETS

REG2050:	Het 2050-scenario "Regionale Sturing" van BK
NAT2050:	Het 2050-scenario "Nationale Sturing" van BK
EU2050:	Het 2050-scenario "Europese CO ₂ –sturing" van BK
INT2050:	Het 2050-scenario "Internationale Sturing" van BK
NM2050:	Het 2050-scenario "National Management" van LSES (afgeleid van NAT2050)
LSES-CMP:	Scenarioberekening LSES volgens COMPETES-model
LSES-OP:	Scenarioberekening LSES volgens OPERA-model
Standaard:	Berekening volgens standaard weerjaarprofiel (2015)
Extreem:	Berekening volgens extreem weerjaarprofiel (1987)
Base:	Berekening volgens het referentiescenario
Max	Het maximum volgens berekende gevoeligheden
Alle H ₂ :	Opslagvolume waterstof inclusief bovengrondse opslag in vaten/tanks
Ondergronds:	Alleen ondergrondse opslag van waterstof

1.4 Terugblik op "Ondergrondse Opslag in Nederland: Technische Verkenning (2018)"

De eerdere technische verkenning van ondergrondse opslag door TNO en EBN in 2018³ (hierna OPVIS-1) concludeert dat Nederlandse (lege) gasvelden, zoutstructuren en watervoerende lagen (aquifers) in theorie een groot potentieel herbergen voor de opslag van verschillende energievormen en CO₂. Een analyse van energiescenario's opgesteld door PBL⁴ en Gasunie⁵ liet zien dat er rond 2050 mogelijk een grote vraag zal zijn naar ondergrondse opslag van waterstof, aardgas of duurzaam geproduceerd methaangas, en hoge-temperatuurwarmte. Het geschatte technische potentieel voor ondergrondse opslag zou in principe voldoende moeten zijn voor het accommoderen van de opslagbehoefte, maar wel zullen er forse uitdagingen rond ruimtelijke en maatschappelijke inpassing kunnen zijn.

De belangrijkste uitkomsten van de technische verkenning van 2018 worden hieronder kort samengevat:

- In Nederland zijn 151 gasvelden op land en in het kustnabije zeegebied (inclusief de bestaande aardgasopslagen) geëvalueerd op hun geschiktheid om aardgas en waterstof op te slaan. In totaal voldoen 90 van deze velden aan technische selectiecriteria (i.e. het veld is aangesloten op productie-infrastructuur, bevindt zich op een bepaalde minimale diepte, het reservoir heeft voldoende doorlatendheid en toont een goede productiviteit, bevat geen resterend corrosieve gassen, en het totale volume dat voor opslag beschikbaar is en de verhouding werkvolume/kussengasvolume ligt binnen gunstige ranges). Het totale geschatte technische werkvolume voor waterstof van deze 90 velden bedraagt 119 miljard m³ (354 TWh), waarvan 11 miljard m³ (33 TWh) in de al bestaande aardgasopslagen, 93 miljard m³ (277 TWh) in overige gasvelden op land en 15 miljard m³ (44 TWh) in kustnabije gasvelden op zee.

³ TNO, EBN 2018: <https://www.nlog.nl/nieuws/publicatie-rapport-tbv-technische-verkenning-voor-visie-ondergrondse-opslag>

⁴ Ros, J., Schure, K. (2016); Vormgeving van de energietransitie, Den Haag: PBL. PBLpublicatienummer: 1747

⁵ Gasunie 2018: Verkenning 2050

- Aanvullend voldoen 54 andere (ver weggelegen) gasvelden op zee aan de technische selectiecriteria (werkvolume waterstof 45 miljard m³, 134 TWh).
- Op basis van seismische gegevens en boorgatdata zijn 10 zoutstructuren aangemerkt als mogelijk technisch geschikt voor de aanleg van gasopslag in zoutcavernes. Indien deze zoutstructuren maximaal worden benut voor de aanleg van 321 cavernes (elke met een geometrisch volume van 600.000 m³), dan kan ca. 43 TWh aan waterstof worden opgeslagen in de gecreëerde cavernes.
- Indien dezelfde cavernes worden aangelegd voor de opslag van perslucht, dan zou een totale werkcapaciteit van 0,58 TWh kunnen worden gerealiseerd voor de buffering van elektriciteit⁶.
- Op basis van de analyse van de 13 toekomstige energiescenario's^{4,5} is de te verwachten vraag naar waterstofopslag ingeschat op 3 - 30 TWh. Voor (groen) aardgas en/of biogas is dit 10 - 100 TWh. De schatting is bepaald met behulp van een vereenvoudigd balansmodel op basis van de daggemiddelde aanbod- en vraagprofielen die zijn afgeleid van de onderzochte scenario's.

Bij de uitkomsten van de technische evaluatie van 2018 gelden de volgende kanttekeningen:

- Het generieke balansmodel dat is opgesteld, is een sterke versimpeling van het energiesysteem en beschouwt alleen grootschalige opslag als flexibiliteitsmechanisme.
- De gerapporteerde opslagpotenties zijn gebaseerd op wat technisch maximaal haalbaar is. Er wordt geen rekening gehouden met verdere restricties zoals uitsluitingsgebieden, lokaal toelaatbare effecten en impacts, en aantrekkelijkheid vanuit een business case perspectief.
- De daadwerkelijke technische geschiktheid en economische basis (businessmodel) voor ontwikkeling van opslag in de geëvalueerde velden en zoutstructuren dient nog te worden vastgesteld door locatie-specifiek onderzoek. Dit geldt in het bijzonder voor de opslag van pure waterstof in lege gasvelden (o.a. afsluiting reservoir, geochemische en microbiologische omzetting van waterstof, stromingsgedrag, vermenging, terughaalbaarheid, geomechanisch gedrag)⁷.

1.5 Vraagstelling

Deze studie is een verdieping van de evaluatie uit 2018. De onderliggende vragen zijn:

- Hoe ontwikkelt zich de toekomstige vraag naar grootschalige ondergrondse opslag (gespecificeerd naar energiedrager, technologie, omvang, timing, locatie) volgens verschillende energietransitie scenario's?
- Hoe kan in verschillende scenario's de vraag naar grootschalige ondergrondse opslag worden geacommodeerd, binnen het bekende potentieel en wat zijn hiervan de ruimtelijke consequenties?
- Wat zijn de aanbevelingen voor beleid en regelgeving om een verantwoorde aanleg van grootschalige ondergrondse opslag mogelijk te maken?

In afstemming met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) is besloten om de volgende recente studies te gebruiken als basis voor de analyse in deze studie:

⁶ Uitgaande van ca. 1-3 GWh per caveerne, zie ook TNO 2020: Techno-Economic Modelling of Large-Scale Energy Storage Systems (<http://publications.tno.nl/publication/34637698/2VA30k/TNO-2020-R12004.pdf>)

⁷ O.a. Heinemann et al. 2021: Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges: Energy and Environmental Science., 2021, 14, 853. doi: 10.1039/d0ee03536j

1. **Berenschot & Kalavasta, 2020⁸: Klimaatneutrale energiescenario's 2050 (hierna BK).** Deze studie is uitgevoerd in het kader van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) en beschrijft de uitkomsten van vier scenario's voor een klimaatneutrale energievoorziening in 2050 (met 2030 als tussenstation) gemodelleerd met het Quintel EnergieTransitieModel⁹.
2. **TNO, 2020¹⁰: Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 (TNO Energy Transition Studies, hierna ETS).** Deze studie is uitgevoerd in het kader van het interne TNO kennis-investeringsprogramma en verkent twee scenario's voor een kosten-optimale inrichting van het energiesysteem in 2050, waarmee de nationale klimaatdoelen kunnen worden gerealiseerd.
3. **TNO, 2020¹¹: TKI – Large-Scale Energy Storage (hierna LSES).** Deze studie is uitgevoerd in het kader van de TKI (Topconsortia voor Kennis en Innovatie) Geo-Energy en had als doel de rol van perslucht- en waterstofopslag in het toekomstige energiesysteem (2030-2050) en bijbehorende technische, economische en maatschappelijke uitdagingen te onderzoeken.

Hieronder worden de belangrijkste argumenten benoemd om deze studies als input voor deze studie te nemen:

- Deze studies bieden inzicht in het toekomstige energiesysteem (2030-2050) volgens de meest recente scenario's en doorrekeningen die aansluiten op de doelstellingen in het Nationale Klimaatakkoord (o.a. gestelde doelen voor reductie van CO₂ uitstoot). Daarmee zijn de studies in lijn met voorgenomen en mogelijk toekomstig beleid.
- Specifiek voor BK: Deze studie vormt mede de basis voor de bepaling van benodigde aanpassingen aan de energie-infrastructuur. Dit is een belangrijke leidraad voor netbeheerders en toekomstige partijen die mogelijk opslaglocaties zullen aanleggen.
- De scenario's en systeemmodellen bieden allemaal een integrale analyse van aanbod en vraag binnen alle sectoren van het energiesysteem. Daarmee kan de vraag naar energieopslag vanuit alle mogelijke perspectieven worden geëvalueerd.
- De studies gebruiken verschillende modellen en scenariovoorwaarden waardoor ze een redelijke spreiding geven van de mogelijke ontwikkelingen voor energieopslag en andere flexibiliteitsopties.
- Specifiek voor BK en LSES: deze studies geven zelf al een concrete invulling van de mogelijke vraag naar opslag van waterstof en andere energiedragers.
- Specifiek voor BK en LSES: deze studies gebruiken een overeenkomstig scenario voor 2050 ("Nationale Sturing"/"National Management", zie Hoofdstuk 3). Hiermee is het mogelijk om concrete verklaringen te bieden voor verschillen die voortkomen uit het verschil in modellering.

1.6 Rapportstructuur

Hoofdstuk 2 geeft een beschrijving van de aanpak en een korte introductie op de opslagtechnologieën die centraal staan in deze studie.

Hoofdstuk 3 geeft een beknopte samenvatting van de studies naar het toekomstige energiesysteem die gebruikt zijn als basis voor de bepaling van de behoefte naar ondergrondse energieopslag.

⁸ <https://www.berenschot.nl/actueel/2020/april/nederland-klimaatneutraal-2050/>

⁹ <https://energytransitionmodel.com/>

¹⁰ <https://energy.nl/en/publication/towards-a-sustainable-energy-system-for-the-netherlands-in-2050/>

¹¹ <https://publications.tno.nl/publication/34637699/Xi7BTQ/TNO-2020-P11106.pdf>

Hoofdstuk 4 biedt een generieke beschouwing van nut en noodzaak van ondergrondse opslag en plaatst deze in de context van leveringszekerheid (flexibiliteit en vraag-aanbod balans) en aanbodzekerheid (strategische reserves).

Hoofdstuk 5 evalueert de vraag naar grootschalige (ondergrondse) waterstofopslag op basis van de geëvalueerde modellen en scenario's en analyseert de opties om dit ruimtelijk in te passen binnen de beschikbare opslagcapaciteit.

Hoofdstuk 6 analyseert de mogelijkheden om constante en seizoensgebonden warmtebronnen efficiënter in te zetten met ondergrondse warmtebuffering en de ruimtelijke mogelijkheden om dit te realiseren in Nederland.

Hoofdstuk 7 geeft een korte beschouwing van de vraag naar (groen) aardgasopslag en perslucht.

Hoofdstuk 8 geeft een samenvatting van de belangrijkste bevindingen ten aanzien van ondergrondse energieopslag.

2 Achtergrond, aanpak, scope

2.1 Flexibiliteit in een veranderend energiesysteem

Het energiesysteem zal in de komende decennia een aantal grote veranderingen ondergaan. Het aanbod van aardgas via binnenlandse winning zal sterk gaan teruglopen¹². Dat leidt op de korte termijn tot een grotere afhankelijkheid van geïmporteerd aardgas. Het langere termijnverloop van die afhankelijkheid zal o.a. afhangen van de mate waarin alternatieven worden ontwikkeld voor het gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving, industrie en elektriciteitsvoorziening. Elektriciteit zal in toenemende mate geproduceerd worden uit variabele hernieuwbare bronnen (zon, wind). Deels wordt deze elektriciteit weer omgezet in andere vormen of dragers van energie (waterstof, warmte, synthetische brandstoffen). Duurzame warmte, waaronder aardwarmte zal naar verwachting een grotere rol gaan spelen binnen de gebouwde omgeving en glastuinbouw. Met deze veranderingen treden verschuivingen op in de productie- en consumptiepatronen. Energie wordt op andere locaties opgewekt (bijv. offshore, decentraal verdeeld over land) en is soms minder voorspelbaar (bijvoorbeeld door weersafhankelijkheid). Hiervoor zal nieuwe energie-infrastructuur moeten worden aangelegd om knelpunten in netwerken op te lossen (bijv. capaciteit van elektriciteitshoofdnet) en nieuwe vormen van energie te transporteren naar gebruikers, bijvoorbeeld waterstof (zie ook Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie¹³ en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat¹⁴). Met al deze veranderingen zullen tevens nieuwe flexibiliteitsopties moeten worden ontwikkeld om vraag en aanbod in iedere situatie te garanderen, maar ook om de efficiëntie en betaalbaarheid van het energiesysteem op peil te houden. De belangrijkste opties zijn:

- **Regulering van productie**, bijvoorbeeld door het op- en afschakelen van regelbare energieopwekking (bijv. gascentrales) of het afschakelen van wind/zon (*curtailment*) bij overschotten.
- **Sturing van vraag**, bijvoorbeeld door op- en afschakelen van industriële processen inclusief conversies (bijv. Power-to-X).
- **Import en export**, waarbij overschotten en tekorten tussen landen en regio's worden opgelost.
- **Energieopslag**, door energie tijdelijk op te slaan en weer terug te leveren als er meer vraag dan aanbod is. Hierbij moet in sommige gevallen de energie in een andere energiedrager worden omgezet.

In deze studie kijken we specifiek naar de verwachte toekomstige ontwikkeling van ondergrondse energieopslag naast andere flexibiliteitsopties.

¹² TNO 2020: Jaarverslag 2019 – Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland.
https://www.nlog.nl/sites/default/files/2020-11/jaarverslag_2019_delfstoffen_en_aardwarmte_nl_18-11-2020.pdf

¹³ TIKI: <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2020/05/13/adviesrapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie/2020+05+13+-+TIKI+adviesrapport.pdf>

¹⁴ MIEK: <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2020/04/15/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie.pdf>

2.2 Verwachte ontwikkeling van ondergrondse energieopslag

Energieopslag is een dienst die m.n. wordt ingezet als onderdeel van de balans tussen energievraag en -aanbod. Daarmee concurreert deze technologie met andere flexibiliteitsopties die eveneens bijdragen aan deze balans. In de meeste gevallen wordt de afweging gemaakt op basis van kosten en baten. Ten opzichte van bovengrondse vormen van energieopslag (bijv. batterijen), onderscheiden technologieën voor ondergrondse energieopslag zich door een veel grotere opslagcapaciteit (en vermogen) die verbonden kunnen worden met gasnetten, waterstofnetten, warmtenetten en elektriciteitsnetten. Ondergrondse energieopslagen kunnen daardoor noodzakelijk zijn, bijvoorbeeld wanneer de gevraagde capaciteit en vermogens praktisch gezien niet of moeilijk te realiseren zijn met bovengrondse opslagtechnologieën en andere flexibiliteitsopties. Typische voorbeelden zijn:

- Verzekeren van levering en aanbod van energiedragers voor seizoensgebonden binnenlandse warmtevraag (typisch opslag van aardgas en mogelijk waterstof).
- Bedienen van internationale energiehandel of grootschalige energiestromen tussen sectoren i.c.m. economisch benutten van prijsfluctuaties (typisch opslag van aardgas en mogelijk waterstof).
- Aanleggen van strategische reserves voor evt. langdurige verstoring van energieaanbod dat we niet kunnen produceren uit eigen middelen (bijv. import van aardolie, waterstof, aardgas).
- Aanleggen van reserves om uitzonderlijke weersituaties gedurende het jaar op te vangen zoals sterk tegenvallende productie uit wind en zon en grote warmtevraag tijdens extreme winters (typisch opslag van aardgas en mogelijk waterstof).
- Balanceren van vraag en aanbod bij een groot aandeel variabele energiebronnen in de energiemix (mogelijk perslucht opslag, ondergrondse pompaccumulatie, waterstof opslag).
- Efficiënter benutten van grootschalige aanbod van constante warmtebronnen (bijv. geothermie en industriële restwarmte) en seizoensgebonden warmtebronnen (bijv. zonthermie) binnen warmtenetten (mogelijk hoge-temperatuur warmteopslag in aquifers).

De toekomstige vraag naar energieopslag zal door een groot aantal factoren worden gestuurd. Enkele belangrijke voorbeelden zijn:

- De samenstelling, stuurbaarheid en continuïteit van het energieaanbod (primaire energiebronnen, import, weersafhankelijke opwek).
- De samenstelling en aard van het eindverbruik (vraag naar finale energiedragers per sector, stuurbaarheid van vraag, afhankelijkheden tussen sectoren).
- Wijze waarop aanbod en vraag met elkaar verbonden zijn (energienetten, conversies).
- Ontwikkeling van technologie, energiemarkt en energie-/klimaatbeleid (innovaties, technologiekosten, energieprijzen, sturing, subsidies).
- Externe invloeden zoals weer/klimaat, geopolitieke ontwikkelingen, maatschappelijke voorkeuren.

Bovenstaande factoren zijn onderzocht in een aantal recente studies (Hoofdstuk 3). In de kern onderzoeken deze studies aan de hand van scenario's en modellen dezelfde vraag: Op welke wijze kan het toekomstige energiesysteem worden ingericht, zodanig dat i) de doelen voor de reductie van broeikasgasemissies worden gehaald, en ii) het aanbod van energie en de (finale) vraag naar energie binnen alle verschillende sectoren in balans is. De studies en de gebruikte modellen verschillen sterk in hun modelaanpak en uitkomsten, bijvoorbeeld:

- De afbakening van technologieën, onderdelen van het energiesysteem of onderzochte tijdschalen en tijdstippen.
- De wijze waarop in het model keuzes worden gemaakt t.a.v. technologieën, energiedragers en samenstelling van eindverbruik (o.a. opgelegde keuzes en randvoorwaarden, kostenoptimalisatie, afbakening).
- De scenario's en varianten/gevoeligheden die worden onderzocht.
- De wijze waarop uitkomsten worden gepresenteerd (bijv. wel of geen indicatie van vraag naar energieopslag, rapportage op jaar-, dag- of uurbasis).

In Hoofdstuk 3 worden allereerst de uitgangspunten en kenmerken van elke beschouwde energiesysteemstudie op een rij gezet. Hierbij wordt o.a. gekeken naar de vraag op welke punten de studies en modellen complementair zijn en waarin ze uniek dan wel verschillend zijn. In Hoofdstuk 5 – 7 wordt de vraag naar opslag voor verschillende energiedragers (waterstof, warmte, groen gas, omgezette elektriciteit, bijv. in de vorm van perslucht) beoordeeld op basis van deze energiesysteemstudies en op basis van eigen analyses. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen opslag die noodzakelijk is om vraag en aanbod in balans te houden en opslag die fungeert als strategische reserve voor het opvangen van eventuele verstoring van aanbod. Aansluitend worden verschillende opties besproken om aan deze vraag naar opslag tegemoet te komen vanuit het beschikbare potentieel voor ondergrondse opslag in Nederland. Dit potentieel betreft een herevaluatie van het potentieel dat door TNO en EBN is berekend in 20183. De ruimtelijke opties zijn ingedeeld naar regio en mate van technische beschikbaarheid.

2.2.1 Afbakening

Dit rapport richt zich specifiek op ondergrondse opslag van energie die binnen het bereik van de Mijnbouwwet valt (m.n. waterstof, aardgas/biogas en perslucht) en hoge temperatuur warmteopslag waarbij projecten voorsnog boven het mijnbouw-wettelijke dieptebereik voor aardwarmte (500 m) worden ontwikkeld. Ondiepe of bovengrondse flexibiliteitsopties worden wel beschouwd in de evaluatie (bijvoorbeeld ter vergelijking of als mogelijk alternatief) maar zullen niet verder worden uitgewerkt in de vraagbepaling en de koppeling met technisch en ruimtelijk potentieel. Een complicatie bij deze afbakening is echter wel dat warmte-opslagprojecten zich rondom een diepte van 500 m zullen begeven.

Dit rapport trekt geen conclusies over welke scenario's voor toekomstige opslag het beste zijn. Wel wordt vergeleken hoe de beschikbare modellen en scenario's tot een bepaling van de opslagvraag komen en welke uitgangspunten worden gebruikt. Deze inzichten worden gebruikt om een aantal ontwikkelpaden voor ondergrondse opslag te schetsen als basis voor beleidsaanbevelingen.

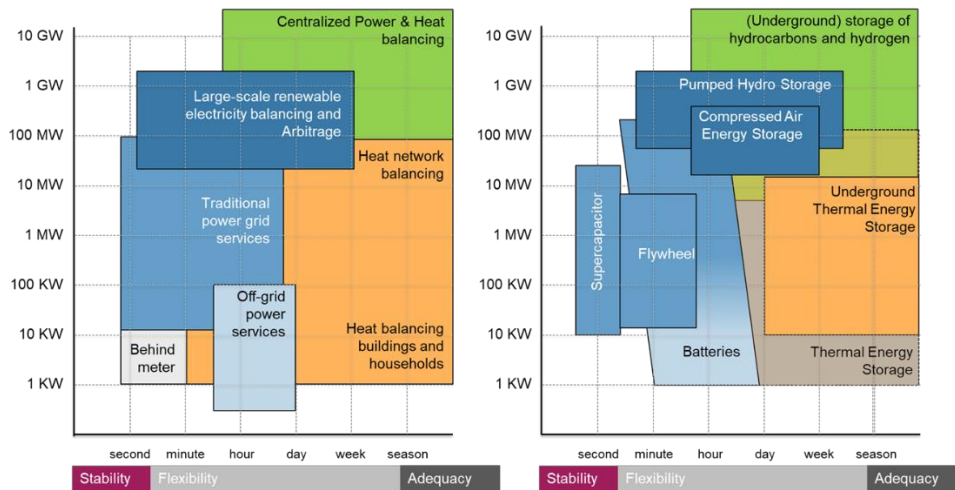
2.3 Ondergrondse opslagtechnologieën en beschikbare ruimte

In de volgende paragrafen wordt een korte samenvatting gegeven van bekende en technisch meest kansrijke opslagtechnologieën die in deze studie aan bod komen. Een uitgebreider overzicht wordt gegeven in het rapport "Ondergrondse opslag in Nederland" (TNO/EBN 20183, hierna OPVIS-1). Figuur 2.1 geeft een overzicht van de meest genoemde ondergrondse opslagtechnologieën en het soort ondergrondse ruimte dat theoretisch geschikt is. Figuur 2.2 geeft een overzicht van de belangrijkste opslagtechnologieën en hun rol in het energiesysteem.

	Aardgas Stikstof	Gasolie	Water -stof	CAES*	Warmte opslag	OPAC**
Holle ruimte • Zoutcavernes • Verlaten mijnen • Tunnels						
Poreuze ruimte • (lege) gasvelden • Watervoerende lagen						

Ontwikkeld (NL)	Ontwikkeling voorgenomen (NL)	Conceptueel
Ontwikkeld/demo (buitenland)	Mogelijkheden onderzocht (NL)	Ongeslacht
	Mogelijkheden onderzocht (buitenland)	

Figuur 2.1: Overzicht van opslagtechnologieën en de theoretische geschiktheid van ondergrondse ruimte. * = perslucht; ** = ondergrondse pompaccumulatie



TNO 2020: Energy systems services and storage (modified after IEA 2015 – Technology Roadmap)

Figuur 2.2: Rechts: Overzicht en vergelijk van energieopslagtechnologieën op basis van vermogen en leveringsduur. Links: Overzicht van gevraagde energiesysteemdiensten die binnen het bereik (vermogen, leveringsduur) van de energieopslagtechnologieën liggen.

2.3.1 Aardgasnet

Ondergrondse opslag van aardgas / methaan is een zeer volwassen technologie die wereldwijd op honderden locaties wordt toegepast. Nederland kent vijf locaties waarvan één in een cluster van vijf zoutcavernes en vier andere in lege gasvelden. De totale energie-inhoud (werkvolume) o.b.v. calorische waarde van aardgas varieert voor typische zoutcavernes tussen ca. 0,5 – 1,0 TWh (werkgasvolume van ca. 50 – 100 miljoen m³) en voor bestaande Europese¹⁵ opslagen in gasvelden tussen ca. 1 – 48 TWh (enkele miljoenen tot een paar miljard m³ werkgasvolume). Het productievermogen is o.a. afhankelijk van het aantal putten en kan in velden als Norg en Grijskerk oplopen tot 740 GWh/dag (ca. 30 GW)¹⁶. De gasopslagen Norg, Grijskerk en Bergermeer zijn aangelegd in aardgasvelden en

¹⁵ <https://www.gje.eu/index.php/gje-publications/databases/storage-database>

¹⁶ www.gje.eu

ingericht om over een duur van meerdere maanden gas te leveren. In de piekopslagen (gasveld Alkmaar en zoutcavernes Zuidwending) wordt gedurende kortere perioden geleverd. Zuidwending wordt daarbij over meerdere opslagcycli per jaar ingezet (typisch voor zoutcavernes).

Ondergrondse gasopslagen kunnen in de toekomst ook worden ingezet voor opslag van groen gas geproduceerd uit biomethaan, biomassa of synthetisch geproduceerd aardgas uit waterstof. Hiervoor zijn in principe geen bijzondere aanpassingen nodig.

2.3.2 Waterstofnet

De aanleg van een waterstoftransportnet is één van de belangrijke onderdelen van de huidige plannen voor verduurzaming van het Nederlandse energiesysteem. Waterstof kan breed worden ingezet, voor warmtevoorziening (gebouwde omgeving en industrie), elektriciteitsproductie, transport en als industriële grondstof. Waterstof kan ook een belangrijke rol spelen bij het verbinden van verschillende sectoren. Voor het aanbod van waterstof worden in 2030 – 2050 verschillende opties voorzien:

- Binnenlandse productie van blauwe waterstof uit aardgas met CCS (ter vervanging van huidige grijze waterstof zonder CCS).
- Binnenlandse productie van groene waterstof uit hernieuwbare elektriciteit via elektrolyse.
- Import van (duurzaam geproduceerde) waterstof uit andere landen via pijpleidingen (gasvormig) of schepen (vloeibaar of verbonden aan andere elementen).

Bij elk van de bovengenoemde opties is het waarschijnlijk dat grootschalige ondergrondse opslag van waterstof nodig zal zijn om vraag en aanbod op verschillende tijdschalen in balans te houden. Door de relatief hoge energie-inhoud en lange bewaartijd kan ondergronds opgeslagen waterstof ook een strategische functie hebben.

Waterstof wordt momenteel op enkele plaatsen in de wereld opgeslagen voor industriële toepassingen in ondergrondse zoutcavernes¹⁷. Die locaties hebben een vergelijkbaar ontwerp als de cavernes waarin nu aardgas wordt opgeslagen. Opslag van waterstof in poreuze formaties (lege gasvelden) is nog in een experimentele fase. De eerste in-situ tests in Oostenrijk en Argentinië¹⁸ lijken erop te wijzen dat dit technisch en veilig kan. De belangrijkste aandachtspunten zijn:

- Integriteit en afsluiting van het reservoirgesteente.
- Mogelijke omzetting van waterstof in andere stoffen (door contact met het reservoirgesteente en formatiewater, of met micro-organismen).
- Vermenging van waterstof met andere gassen in het reservoir.
- Integriteit van putten en infrastructuur onder invloed van waterstof.
- Prestatie van injectie en productie van waterstof in poreuze media.

In de OPVIS1-studie zijn ca. 90 gasvelden en een tiental zoutstructuren mogelijk technische geschikt bevonden voor ondergrondse opslag van waterstof en is de verwachte opslagcapaciteit berekend (zie Paragraaf 1.4).

2.3.3 Flexibiliteit voor elektriciteitsnetten op basis van mechanische energieopslag

Opslag van elektriciteit is ondergronds alleen mogelijk indien deze wordt omgezet in een daarvoor geschikte energiedrager. Naast conversie naar waterstof (P2G of P2H₂ genoemd), is de omzetting naar mechanische energie een bekende en beproefde optie. Hieronder

¹⁷ DBI-GUT 2017, The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages. Final report

¹⁸ <https://www.underground-sun-storage.at/>; <http://www.hychico.com.ar/>

worden de twee meest besproken technologieën toegelicht. Deze leveren een vergelijkbare range aan systeemdiensten binnen het elektriciteitsnet en zijn te combineren (cascadering¹⁹) met andere vormen van bovengrondse flexibiliteit zoals bijvoorbeeld pompaccumulatie in valmeren (berggebieden), batterijen, vliegwielen en interconnectie met buurlanden.

Persluchtopslag

Deze technologie is gericht op grootschalige opslag van elektriciteit. Persluchtopslag in zoutcavernes (afgekort CAES, oftewel Compressed Air Energy Storage) wordt momenteel op twee locaties in de wereld toegepast en kan in de toekomst bijdragen aan het leveren van diensten die het elektriciteitsnet stabiel en in balans houden. Hierbij wordt elektriciteit gebruikt om lucht onder hoge druk te comprimeren. Een groot deel van de elektrische energie wordt tijdens compressie omgezet in hoge temperatuur warmte (ca. 600°C). Deze warmte moet worden afgevoerd om de compressie mogelijk te maken. De samengeperste lucht wordt vervolgens in een pekel-gevulde²⁰ zoutcaverne geïnjecteerd op een diepte van ca. 700 - 1200 m en bij een druk van ca. 50 - 80 bar. Hier kan de energie voor een langere periode worden bewaard. Bij vraag naar elektriciteit kan de opgeslagen perslucht worden gebruikt om een turbine aan te drijven die elektriciteit genereert. Tijdens de expansie van de lucht koelt deze sterk af, wat ten koste gaat van het vermogen en tevens tot schade kan leiden aan de installatie. Daarom moet tijdens deze fase weer warmte worden toegevoegd.

CAES wordt typisch in ondergrondse zoutcavernes toegepast. Deze ruimtes zijn qua mechanische eigenschappen, productie-eigenschappen (capaciteit) en omvang uitermate geschikt. Het concept is reeds bewezen in de praktijk. Ervaringen en onderzoeken aan de hand van numerieke simulaties en laboratoriumanalyses laten zien dat er geen noemenswaardige problemen zijn m.b.t. de integriteit en stabiliteit van de ondergrondse installaties²². Er zijn alternatieven voorgesteld in verlaten mijngangen, poreuze formaties (aquifers) en aangelegde tunnels²¹. Deze worden echter allemaal gekenmerkt door praktische nadelen (o.a. afsluiting, technische performance en kosten) die de realisatie, althans op termijn van de komende jaren, onwaarschijnlijk maken.

Bij de huidig ontwikkelde conventionele CAES-installaties wordt de compressiewarmte afgevoerd naar de omgeving. Bij de elektriciteitsproductie (expansie) wordt warmte toegevoegd door middel van de verbranding van aardgas. Daarom is deze vorm niet geheel duurzaam en niet vrij van CO₂-uitstoot. Bovendien gaat er veel energie verloren tijdens het gehele proces van opslag en ontlading (de totale efficiëntie inclusief inzet van aardgas ligt tussen 50-60%).

Eén van de opties die wordt onderzocht, is de inzet van duurzaam geproduceerde (groene) waterstof om de lucht op te warmen. Alhoewel hiermee CO₂ uitstoot wordt vermeden, blijft de technologie wel gekenmerkt door een lage efficiëntie.

Tenslotte wordt de mogelijkheid onderzocht om de compressiewarmte tijdelijk op te slaan en weer te gebruiken bij elektriciteitsproductie. Deze zg. adiabatische variant is nog niet ontwikkeld maar conceptueel wel uitgewerkt. Pilotprojecten zijn mede om economische redenen gestopt. De belangrijkste uitdaging is de snelle overdracht van zeer hoge temperatuur warmte. Ideeën om dit ondergronds te doen zijn praktisch niet of moeilijk realiseerbaar gebleken. Bovengrondse opslag (in gesmolten zout of beton/basaltblokken) is wel mogelijk, maar daarbij is de houdbaarheid van warmte beperkt door geleidelijk weglekken

¹⁹ i.e. trapsgewijs inzetten van systeemdiensten tot een gezamenlijke oplossing voor de vraag naar flexibiliteit.

²⁰ Wanneer de caverne niet voor opslag wordt gebruikt, is deze gevuld met verzadigde pekel.

²¹ o.a. het Zwitserse project ALACAES (www.alacaes.com)

naar de omgeving. Dus wordt het van belang dat de CAES kort cyclisch is, zodat er weinig tijd is voor afkoeling van de opgeslagen warmte.

In vergelijking met de grootste batterijsystemen (Tesla-Australië 100 MW, ca. 1,5 uur) levert CAES een beduidend hoger vermogen (typisch 100-500 MW) gedurende een langere periode (enkele uren tot ca. een dag)²². Vermogen en duur zijn beide in principe schaalbaar met het aantal en de omvang van zoutcavernes die aan de installatie zijn verbonden. Toch is de opslagcapaciteit van CAES te beperkt om een praktische oplossing te bieden voor strategische reserves en het balanceren van grote vermogens aan wind en zon op nationale schaal. CAES kan een interessant verdienmodel bieden voor private ondernemers met de brede range aan verschillende diensten voor het elektriciteitsnet (o.a. intra-dag handel in elektriciteit, reguleren van netfrequentie, beschikbaarheid van reservevermogen, herstart van elektriciteitscentrales, volgen van elektriciteitsvraag en opvangen van inertie bij elektriciteitsproductie). Met het toenemende aandeel van hernieuwbare elektriciteit (wind, zon) en het veranderende en toenemende gebruik van elektriciteit, zullen deze diensten in de toekomst mogelijk vaker gevraagd worden. Daarbij moet wel opgemerkt worden dat CAES veel concurrentie heeft van alternatieve bovengrondse flexibilitieopties.

Ondergrondse pompaccumulatie

Deze vorm van opslag is net als CAES direct verbonden met het elektriciteitsnet en levert vergelijkbare diensten en verdienmodellen. De voorgestelde technologie is een ondergrondse variant van de valmeren die in veel bergachtige gebieden zijn aangelegd. Bij overschot aan (hernieuwbare) elektriciteit wordt water vanuit de ondergrond naar een aan het oppervlak gelegen bassin gepompt (in dit geval vanaf op ca. 1,5 km diep gelegen tunnels.). Bij vraag naar elektriciteit laat men het water weer naar beneden stromen naar de tunnels waarbij turbines worden aangedreven voor elektriciteitsproductie. Het geleverde vermogen is hoger dan dat van CAES (ca. 1400 MW volgens een gepubliceerd concept²³). De leveringsduur is met ca. 6-7 uur vergelijkbaar met CAES-systemen. De efficiëntie ligt met ca. 70-80% beduidend hoger. De technologie is volledig duurzaam.

De mogelijkheid voor de aanleg van een ondergronds pompaccumulatiesysteem (O-PAC genaamd) wordt momenteel onderzocht in kalkgesteente (Onder Carboon – Dinantien) op een diepte van ~1,5 km in Limburg. Eerdere locatievoorstellen zijn afgewezen wegens de nabijheid van actieve breuksystemen. In theorie kunnen diepe ondergrondse tunnels ook elders worden aangelegd, maar hier is nog geen evaluatie voor uitgevoerd. De aanleg van een installatie, zoals in het huidige voorstel, heeft echter hoge aanlegkosten en zal lange aanlooptijden hebben. De technologie voor de aanleg van de tunnels is in principe beschikbaar, maar dergelijke projecten vormen een forse uitdaging qua engineering.

2.3.4 Warmtenet

Er is een breed spectrum aan technologieën die warmte en/of koude kunnen opslaan in de ondergrond. Daarbij is vaak de temperatuur en toepassing leidend in de keuze. De belangrijkste technologieën worden hieronder kort toegelicht:

High Temperature Aquifer Thermal Energy Storage

De termen warmtebuffering en High Temperature - Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES) worden in dit rapport afwisselend gebruikt voor dezelfde toepassing, omdat

²² TKI-Large Scale Energy Storage, 2020: WP 2: Techno-Economic Modelling of Large-Scale Energy Storage Systems

²³ Proefschrift Jan Huynen 2019: Blue battery for green energy

aangenomen is dat HT-ATES de enige grootschalige ondergrondse warmtebuffering is die relevant is voor deze studie.

Met deze technologie wordt warm water (ca. 50 en 90°C) opgeslagen in aquifersystemen op een diepte van ca. 50 - 500 meter. De optimale diepte hangt af van de kosten van aanleg, de productiviteit en de toegestane temperatuur van het geïnjecteerde water. In theorie is aanleg tot een diepte van 1500 m technisch haalbaar, maar weinig aantrekkelijk vanwege de hoge kosten. Het verwachte vermogen ligt tussen 5 en 20 MWth waarmee op jaarbasis ergens tussen ca. 10 - 50 GWhth aan warmte kan worden gebufferd.

Hoge-temperatuur warmteopslag wordt typisch ingezet in lokale en regionale warmtenetten voor een betere en meer efficiënte inzet van constante en seizoensgebonden warmtebronnen (geothermie, restwarmte, zonthermie). De buffersystemen worden typisch op seizoensbasis (winter en zomer) ingezet, maar kortere tijdschalen zijn eveneens mogelijk. In Nederland zijn enkele pilotprojecten ontwikkeld en nieuwe projecten zijn in aanbouw dan wel in de evaluatiefase. Volgens de meest recente evaluaties, is er een wijdverbreid potentieel over grote delen van Nederland²⁴.

De inzet van en vraag naar HT-ATES wordt uitgebreid geëvalueerd in Hoofdstuk 6.

Er wordt in de praktijk onderscheid gemaakt tussen LT-ATES (0 - 25 °C), MT-ATES (25 - 50 °C) en HT-ATES (50 - 90 °C). Rapport spreekt over warmtebuffering en HT-ATES, maar rekent met warmtehoeveelheden (in TWh) en houdt de operationele temperatuur buiten beschouwing.

Warmte-Koude-opslag (WKO)

WKO wordt al geruime tijd in duizenden projecten toegepast in Nederland in zowel ondiepe tot matig diepe aquifers (ca. 50 - 250m) en verlaten mijngangen onder Heerlen - Limburg. Het idee is dat zowel warmte als koude worden opgeslagen in een systeem met meerdere injectie- en productieputten. De technologie wordt typisch toegepast op individuele gebouwen en op wijkniveau (lokale warmtenetten).

De technologie kan in principe op veel plaatsen worden toegepast maar loopt daarbij mogelijk ook tegen ondergrondse ruimtelijke begrenzingen aan. Bij grootschalige inzet in stedelijke gebieden treedt mogelijk interferentie (vermenging koud en warm waterbel) op waardoor de prestatie terugloopt. Verder kan er sprake zijn van interferentie met grondwaterlagen die voor andere doeleinden worden benut.

Warmte-koude-opslag valt niet onder de mijnbouwwet of nationaal beleid en is derhalve buiten de scope van deze studie gehouden.

Gesloten bodemwarmtesystemen

Deze systemen worden meestal direct aangesloten op gebouwen of eindgebruikers voor het bedienen van seizoensgebonden warmtevraag. Het betreft warm water (tussen 0 en 90°C) dat in ondiepe buizen (vlak onder maaiveld of boorgaten tot enkele tientallen meters diepte) wordt gepompt. Deze buizen geven de warmte af aan het omringend gesteente en vice versa. Het vermogen is schaalbaar en kan in de praktijk vergelijkbaar zijn met opslag in tanks. Gesloten bodemwarmtesystemen kunnen op uitgebreide schaal worden aangelegd. In Zweden zijn dat er al vele honderdduizenden.

²⁴ Dinkelman, D., Bergen, F. van, Veldkamp, J., 2020: Geological model, shallow subsurface temperature model and potential maps for HT-ATES in the Netherlands. WINDOW research programme.

Deze technologie valt niet onder de mijnbouwwet of nationaal beleid en is derhalve buiten de scope van deze studie gehouden.

Opslag in (begraven) tanks

Deze technologie slaat warm water (ca. 10 - 90°C) op in bovengrondse tanks, of in grotere, goed geïsoleerde betonnen bassins die vlak onder maaiveld worden ingegraven²⁵. Deze technologie wordt typisch ingezet op wijkniveau en lokale warmtenetten voor seizoensgebonden warmtevraag maar kunnen ook bijdragen aan een meer efficiënte inzet van constante of seizoensgebonden warmtebronnen. Het vermogen varieert tussen ca. 1 en 30 MWth met schaalbare opslagvolumes tot ca. 5 GWth.

Deze technologie valt niet onder de mijnbouwwet of nationaal beleid en is derhalve buiten de scope van deze studie gehouden.

Opslag in geïsoleerde bassins

Deze technologie slaat warm water (10 - 90°C) op in gegraven bassins (pit storage), soms met een meebewegend (drijvend) dak. Deze technologie is volledig schaalbaar, maar kost relatief veel grondoppervlak. In Nederland wordt deze toepassing voor grootschalig gebruik daarom vaak niet overwogen, terwijl het (één van) de goedkoopste vorm van warmteopslag is. Opslag in pits hebben een vergelijkbaar opslagbereik als opslag in tanks.

Deze technologie valt niet onder de mijnbouwwet of nationaal beleid en is derhalve buiten de scope van deze studie gehouden.

²⁵ Voorbeeld: www.ecovat.eu

3 Scenario's en modellen

Deze studie onderzoekt hoe de vraag naar ondergrondse energieopslag zich in de periode 2030 tot 2050 kan ontwikkelen aan de hand van recent gepubliceerde studies (zie Hoofdstuk 1) die gebruik maken van energiesysteem-modellen. In de rest van het rapport worden de volgende afkortingen gebruikt om de studies aan te duiden:

- **BK:** Berenschot/Kalavasta, 2020: Klimaatneutrale energiescenario's 2050.
- **ETS:** Energy Transition Studies TNO, 2020: Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem (Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050).
- **LSES:** TKI – Large Scale Energy Storage, 2020.

Dit hoofdstuk geeft een overzicht van de gebruikte studies op de onderdelen i) doel, scope en context van de studies, ii) beschrijving en karakterisering van de gebruikte modellen, iii) beschrijving van de onderzochte energie- en klimaatscenario's en bijbehorende gevoeligheden, en iv) specificatie van de uitkomsten. Specifieke details zullen alleen benoemd worden indien deze relevant zijn voor de uitkomsten van de voorliggende studie. Voor de rest wordt verwezen naar de achterliggende rapporten die via onderstaande links toegankelijk zijn:

BK	https://www.berenschot.nl/media/hl4dygfgq/rapport_klimaatneutrale_energie_scenario_s_2050_2.pdf
ETS	http://publications.tno.nl/publication/34636734/bgfjKg/TNO-2020-P10338.pdf
LSES	https://publications.tno.nl/publication/34637699/Xi7BTQ/TNO-2020-P11106.pdf

Naast de bovengenoemde energie- en klimaatstudies worden in dit rapport diverse andere studies en publicaties beschouwd die een nadere duiding geven van de verwachte ontwikkelingen in het toekomstige energiesysteem (bijvoorbeeld nationale beleidsstudies en routekaarten voor specifieke technologieën) en/of technische specificaties en randvoorwaarden voor de onderzochte technologieën. De invloed van de ontwikkelingen in het toekomstige energiesysteem op de vraag naar en de mogelijkheden voor opslag zullen worden toegelicht in de paragrafen waar deze aan bod komen.

3.1 Vergelijking op hoofdlijnen

Paragraaf 3.2, 3.3 en 3.4 geven een inhoudelijke beschrijving van de studies, scenario's en gebruikte modellen. Deze paragraaf geeft een beknopte samenvatting van de belangrijkste overeenkomsten en verschillen tussen de studies van BK, ETS en LSES.

3.1.1 Uitgangspunten en scope:

- Alle gebruikte energiesysteemstudies verkennen in de eerste plaats de keuzes voor de inrichting van het toekomstige energiesysteem in 2050. Daarbij wordt uitgegaan van de doelstelling om de uitstoot van CO₂ te reduceren met 95-100% alsmede de randvoorwaarde dat vraag en aanbod van energie met elkaar in balans zijn.
- Alle studies evalueren daarnaast de inrichting van het energiesysteem en bijbehorende energievraag en -aanbod in 2030 waarbij de randvoorwaarden worden

gegeven door het huidige Nationale Klimaatakkoord²⁶ (NKA). Bij BK en ETS is de 2030-situatie tevens het startpunt voor de berekening van de 2050-scenario's. Bij LSES staat het 2030 scenario (eveneens volgens het klimaatakkoord) los van het 2050 scenario.

- ETS rapporteert als enige de situatie op 2040 maar alle gebruikte modellen in de onderzochte studies zijn in principe in staat om de situatie voor ieder tussenliggend jaar weer te geven.
- De scope en primaire doelstellingen van de studies verschillen:
 - BK onderzoekt hoe energievraag en -aanbod binnen het toekomstige energiesysteem van 2050 (startend vanuit situatie 2030) in balans kunnen worden gebracht, gegeven een viertal scenario's waarin energievraag en technologieopties vooraf extern zijn vastgesteld en daarmee volgens naar inzicht van betrokken partijen de hoekpunten van het speelveld definiëren.
 - ETS verkent hoe het energiesysteem van 2050 (met tussenstappen) kostenoptimaal kan worden ingericht om de klimaatdoelen en energiebalans in 2050 te realiseren, waarbij de gekozen systeemopties binnen een extern bepaalde set randvoorwaarden (bijvoorbeeld limieten in vermogens, capaciteiten, aantallen installaties) moeten blijven die worden vastgesteld door de gehanteerde scenario's.
 - LSES onderzoekt de benodigde inzet flexibilitieopties (inclusief ondergrondse opslag) in het energiesysteem van 2030 en 2050, waarbij eveneens kostenoptimalisatie en een vooraf vastgestelde set randvoorwaarden het uitgangspunt vormen. Voor 2050 wordt uitgegaan van één van de scenario's in BK ("Nationale Sturing").

3.1.2 Scenario's en varianten

- Iedere studie definieert eigen scenario's (maatschappelijke verhaallijnen die de ontwikkeling van het toekomstige energiesysteem bepalen) en variaties in randvoorwaarden om bandbreedte en afhankelijkheden in technologie-opties te onderzoeken. LSES heeft daarbij een aantal randvoorwaarden uit één van de BK scenario's ("Nationale Sturing") overgenomen als uitgangspunt voor de eigen energiesysteemmodellering.
- Uit alle scenario's in de verschillende onderzochte studies zijn grofweg twee hoofdrichtingen te herleiden:
 - Sterke inzet op zelfvoorzienendheid met een groot aandeel productie wind, zon, geothermische bronnen en omgevingswarmte/restwarmte. CCS heeft een zeer beperkte rol.
 - Sterke inzet op gebruik en import van (deels hernieuwbare) brandstoffen (waterstof, aardgas, biomassa), naast wind, zon, geothermie en omgevingswarmte/restwarmte als primaire binnenlandse bronnen. CCS heeft een significante rol en is essentieel voor het behalen van het klimaatdoel. Dit type scenario is niet opgenomen in de LSES-studie.
- BK heeft alle vier de scenario's doorgerekend voor twee verschillende typen weerjaren die sterk de vraag en aanbod van energie beïnvloeden. Naast het standaard weersprofiel volgens het jaar 2015 (base case) is het weersprofiel volgens het jaar 1987 (lange perioden zonder wind, tegenvallende opbrengst uit zon en extreem koude perioden in de winter) als extreme tegenhanger genomen (zie Figuur 3.1a en b). De andere studies beschouwen geen varianten voor het base-case weersprofiel.

²⁶ EZK 2019. <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatverandering/klimaatakkoord>

- ETS en LSES beschouwen een aantal varianten waarmee de gevoeligheden voor kostenontwikkelingen en afwijkende systeemrandvoorwaarden (bijv. interconnectie, rol van vraagsturing, aangenomen vermogen van zon/wind) worden doorgerekend.

3.1.3 Modellen

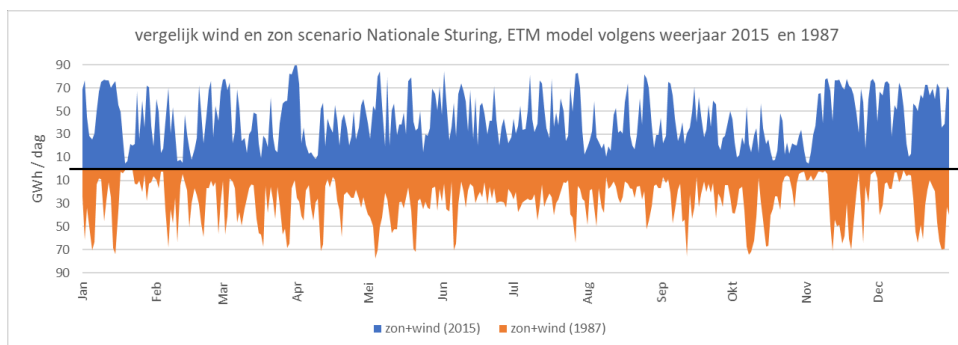
- De studies maken gebruik van verschillende energiesysteemmodellen. Deze modellen verschillen sterk in hun aanpak en hebben daarmee ook een grote invloed op de uitkomst (ook de inzet van opslag en andere flexibiliteitsopties).
- Alle studies maken gebruik van zg. backcasting modellen en scenario's. Daarbij is het einddoel (klimaat-neutraal in 2050) leidend. Op basis hiervan zijn vervolgens verschillende energie-opties gekozen om dat doel te realiseren. De energiesysteemmodellen berekenen vervolgens wat er aan aanbod en flexibiliteit nodig is om aan de vraag te voldoen.
- De wijze waarop de modellen keuzes maken verschilt sterk.
 - Het Energie Transitie Model (ETM) gebruikt door BK stelt de gebruiker zelf in staat om (extern) per toepassing en per verbruikssector in het energiesysteem vraag naar energie en het opgesteld vermogen te kwantificeren en te relateren aan onderliggende processen (bevolkingsgroei, toepassing nieuwe technieken, etc.).
 - LSES en ETS maken beide gebruik van het OPERA-model. Dit model maakt zelf keuzes om het energiesysteem tegen laagste kosten in te richten terwijl voldaan wordt aan opgelegde doelen (CO₂-reductie, energiebalans) en systeemrandvoorwaarden (technologiebeperkingen, vraag-aanbodkarakteristieken, etc.).
 - LSES heeft aanvullend gebruik gemaakt van het COMPETES-model. Dit model neemt ook het internationale energiesysteem mee door optimalisatie (minimalisatie) van sociale kosten en economische afzet (dispatch) van energie tussen landen onderling.
- De modellen omvatten ieder een breed palet aan technologie-opties waarmee het energiesysteem kan worden beschreven. Deze opties zijn grotendeels overlappend, maar er zijn ook enkele verschillen. Zo hebben het OPERA-model en COMPETES-model geen opties voor warmtebuffering. COMPETES daarentegen heeft weer aanvullende opties om internationale energieafzet te berekenen
- De kosten van technologie-opties zijn deterministisch bepaald. Innovaties en opschaling kunnen deze kosten beïnvloeden en daarmee ook de modeluitkomsten.

3.1.4 Uitkomsten

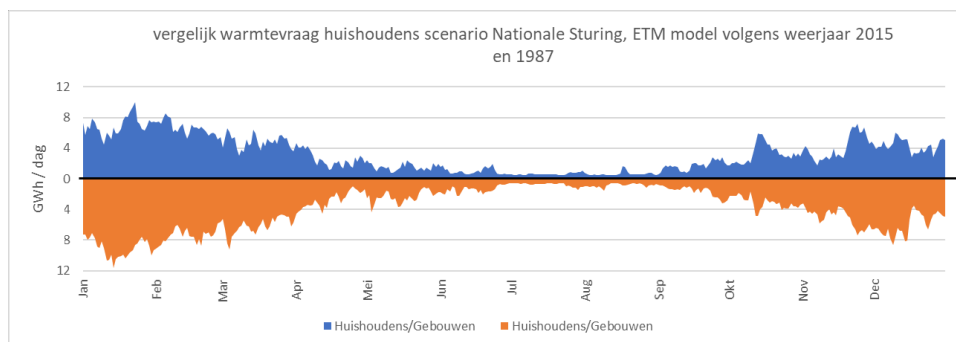
- Alle studies geven een overzicht van de primaire en finale energievraag alsmede het aanbod van energie in de verschillende sectoren.
- Alleen BK en LSES rapporteren hoeveel energieopslag het toekomstige energiesysteem omvat. Qua ondergrondse opslag rapporteert BK zowel waterstofopslag als (groen) gasopslag. Warmtebuffering is tegenwoordig wel opgenomen als keuzetechnologie in het ETM-model maar is als zodanig niet gebruikt of beschreven in het BK-rapport. Perslucht is in alle modellen meegenomen als technologie maar wordt niet ingezet binnen de scenario's vanwege extern opgelegde keuzes of als resultaat van kosten-optimalisatie (bijv. omdat het een niche-technologie betreft met meerdere goedkopere alternatieven)²⁷.
- ETS rapporteert geen waarden voor opslag, maar deze gegevens maken wel onderdeel uit van het gebruikte OPERA model. Deze zijn apart aangeleverd.

²⁷ CAES kan wel degelijk een interessante (niche) optie zijn omdat het meerdere systeemdiensten kan combineren waardoor het aantrekkelijk wordt voor private partijen om er in te investeren.

- BK en ETS gaan uit van opslag die in Nederland wordt aangelegd en voor het Nederlandse energiesysteem wordt ingezet. Er wordt geen opslag in een bredere internationale context beschouwd. In de huidige situatie zijn bijvoorbeeld gasopslagen in Duitsland aangelegd (bijv. Epe) die specifiek de Nederlandse vraag bedienen. Daarnaast bedienen Nederlandse gasopslagen de vraag uit het buitenland (bijv. Bergermeer).
- LSES neemt met het COMPETES-model wel opslag in buitenlandse pomp-accumulatiemeren mee.
- LSES berekent alleen de opslag die nodig is om vraag en aanbod in het energiesysteem te balanceren voor een standaard weerjaarsituatie. Strategische opslagbehoefte of reserves voor uitzonderlijke weersituaties vallen niet binnen de scope.
- BK rapporteert eveneens de opslag die nodig is voor vraag-aanbodbalans (in het rapport aangeduid als “seizoensopslag”), maar geeft daarnaast ook een indicatie van benodigde (strategische) opslagvoorraad voor het opvangen van uitzonderlijke omstandigheden (aanbodzekerheid). Enerzijds betreft dit opslagreserves die incidenteel nodig zijn in jaren met een extreem weersprofiel, waarbij het totale jaaraanbod uit eigen productiemiddelen lager is dan de vraag (in het rapport aangeduid als “weersafhankelijke opslag”). Anderzijds gaat het om opslagreserves die nodig zijn om evt. verstoring van import op te vangen (in het rapport aangeduid als “strategische opslag”).



Figuur 3.1a: Vergelijking van opbrengst zon en wind in 2050 volgens het BK-scenario NAT2050 bij een standaard weerjaar (volgens 2015, in blauw) en een extreem weerjaar (volgens 1987, in oranje). Het 1987-type weerjaar laat duidelijk langdurige perioden zien waarbij wind en zon een lage opbrengst hebben (eind januari, november en december). De gemiddelde jaaropbrengst is eveneens beduidend lager.



Figuur 3.1b: Vergelijking van warmtevraag van huishoudens in 2050 volgens het BK-scenario NAT2050 bij een standaard weerjaar (volgens 2015, in blauw) en een extreem weerjaar (volgens 1987, in oranje). Het 1987-type weerjaar heeft duidelijk een hogere warmtevraag in de maanden januari en december.

3.2 Studies

3.2.1 Berenschot/Kalavasta: Klimaatneutrale energiescenario's 2050

In 2019 en 2020 heeft BK vier mogelijke toekomstbeelden voor een klimaatneutrale energievoorziening in 2050 uitgewerkt en doorgerekend. Deze studie betreft de eerste fase van het overkoepelende project "Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050"²⁸ (hierna I13050) dat in het kader van het Klimaatakkoord wordt uitgevoerd door de netbeheerders (onder leiding van Netbeheer Nederland) met de gezamenlijke inbreng van het Ministerie van EZK, de industrie, de duurzame sector, de energiebedrijven en diverse andere actoren binnen de Nederlandse energievoorziening. Tijdens fase 2 van I13050 (in bewerking) wordt de resulterende vraag naar flexibiliteit verder uitgewerkt en gekwantificeerd naar benodigde infrastructuur. De derde fase (in bewerking) staat in het teken van de ontwikkeling van infrastructuurpaden tussen 2030 en 2050. In dit rapport worden alleen de uitkomsten van de eerste fase meegenomen.

Het doel van de studie van BK is het opstellen en doorrekenen van vier mogelijke toekomstbeelden (scenario's) voor een volledig CO₂-neutrale energievoorziening in 2050. De uitkomsten zijn bedoeld om de ruimtelijke en maatschappelijke implicaties van de toekomstige energievoorziening te evalueren en ontwikkelpaden voor de aanleg van benodigde energie-infrastructuur tussen 2030 en 2050 op te stellen. De nadruk ligt hierbij op het evalueren van de flexibiliteit die nodig is om het aanbod van energie onder variërende omstandigheden aan te laten sluiten op de energievraag binnen de verschillende sectoren.

De studie van BK omvat een integrale analyse van vrijwel alle energiedragers en alle sectoren in de Nederlandse samenleving. Er wordt eveneens rekening gehouden met industriële grondstoffen en brandstoffen voor luchtvaart en internationale scheepvaart (bunkers).

Het Klimaatakkoord en de daaruit volgende ontwikkelingen tot 2030 vormen het startpunt. Om klimaatneutraliteit te bereiken, wordt een breed scala aan opties meegenomen die emissies kunnen reduceren (o.a. CO₂-vrije opwek van energie, circulariteit, afvang en opslag van CO₂). De uitstoot van CO₂ wordt alleen berekend over de productie en verbruik van energie die binnen de grenzen van Nederland plaatsvindt.

De geografische scope is beperkt tot het energiesysteem binnen de Nederlandse grenzen. Het ETS model kan tot op gemeente- en buurniveau het energiesysteem doorrekenen. De analyses in de BK studie beschouwen weliswaar import en export van energie uit/naar het buitenland maar koppelen dit niet aan een bredere analyse van het internationale energiesysteem.

3.2.2 TNO ETS: Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem

In 2019 en 2020 heeft de ETS-studie van TNO twee scenario's opgesteld en doorgerekend die belangrijke veranderingen in het Nederlandse energiesysteem verkennen in de periode na 2030. De scenariostudie is uitgevoerd in het kader van het kennisinvesteringsprogramma van TNO.

Eerdere studies concluderen dat met doelgerichte innovatie en een goed gecoördineerde aanpak de kosten van de energietransitie beheersbaar blijven. In veel van de in de afgelopen jaren gepubliceerde scenario's over de Nederlandse energietransitie blijft het kostenaspect

²⁸ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Toekomstscenario%27s_64_5c3eab73b6.pdf

echter onderbelicht. Er is een grote verscheidenheid aan mogelijke toekomstige energiesystemen maar wat de uitkomsten stuurt, is vaak onvoldoende duidelijk.

Met de ETS-studie worden inzichten gepresenteerd die met scenario-analyses zijn verkregen die het hele energiesysteem omvatten (alle sectoren inclusief industriële grondstoffen en bunkers). Hierin zijn effecten van technologische en beleidsveranderingen op de kosten van het Nederlandse energiesysteem geëvalueerd. Op basis hiervan zijn de elementen van het energiesysteem ingevuld zodat de klimaatdoelen worden behaald tegen laagst mogelijke maatschappelijke kosten en met de voorwaarde dat energievraag en -aanbod in balans zijn.

De geografische context is het Nederlandse energiesysteem met een onderverdeling in 7 hoofdregio's op land en 7 regio's op zee. Hiermee kan de ruimtelijke verdeling van vraag en aanbod binnen de energienetten worden gemodelleerd.

3.2.3 TKI-LSES: Large Scale Energy Storage

De LSES-studie is uitgevoerd onder de TKI Geo-Energy call van 2018 in opdracht van RVO. Er zijn twee hoofddoelen:

1. Vergroten van inzicht in de rol van grootschalige ondergrondse opslag in het leveren van flexibiliteit (balans) in het veranderende energiesysteem.
2. Evalueren van techno-economische uitdagingen, identificeren van maatschappelijke en/of beleidsmatige knelpunten, en het onderzoeken van risico's die verbonden zijn met persluchtopslag (CAES) en de ondergrondse opslag van waterstof in cavernes en in lege gasvelden.

Het onderzoek is uitgevoerd door TNO in samenwerking met projectpartners EBN, Gasunie, Gasterra, NAM en Nouryon.

De LSES-studie omvat meerdere werkpakketten en rapporten. Het rapport van Werkpakket 1 beschrijft de resultaten van de energiesysteemstudie en bepaling van de vraag naar (ondergrondse) opslag.

De rol van energieopslag is, net als bij de andere studies, onderzocht vanuit een breed en geïntegreerd nationaal-energiesysteem perspectief. Daarnaast kijkt LSES, anders dan de studies van ETS en BK, ook naar energie-handelsrelaties met buurlanden (inzet van Europese interconnectie om elektriciteitsbalans met omliggende landen te realiseren).

De nadruk van LSES ligt op het onderzoeken van de rol van persluchtopslag en ondergrondse waterstofopslag. De rol van deze technologieën wordt afgezet tegen andere flexibiliteitsopties zoals batterijen, vraagsturing, interconnectie met buitenland, etc. Hiertoe zijn twee scenario's gedefinieerd: één voor 2030 (op basis van het Nationale Klimaatakkoord) en één voor 2050 (deze laatste afgeleid van het BK-scenario "Nationale Sturing").

De LSES-studie kijkt hoe flexibiliteit tegen de laagste kosten kan worden gerealiseerd. Het onderzoeken van leveringszekerheid of aanbodzekerheid onder bijzondere omstandigheden (bijvoorbeeld afwijkende weerjaren of verstoring van import) vormt geen onderdeel van de scope.

3.3 Scenario's, varianten en gevoeligheden

3.3.1 BK-studie

De hoofdcontouren van de BK-scenario's zijn afgeleid van vier energiescenario's die in "Net voor de Toekomst" zijn gebruikt²⁹. Voor deze studie zijn de scenario's per sector verder uitgediept (inclusief industriële grondstoffen en bunkerbrandstoffen voor luchtvaart en internationale scheepvaart). De definitie omvat een breed palet aan opties met o.a. energiedragers als aardgas/groengas, elektriciteit, warmte, waterstof en resultante stoffen als CO₂. De toekomstbeelden schetsen het energiesysteem op zowel landelijk als regionaal niveau en gaan uit van het verbruik binnen de grenzen van Nederland. Import wordt meegenomen, maar de modellen en scenario's laten in het midden of deze import ook daadwerkelijk beschikbaar is. Alle scenario's voor 2050 gaan uit van 100% reductie van CO₂ uitstoot. Het startpunt (2030) gaat uit van de doelstellingen van het Nationale Klimaatakkoord (49% CO₂ reductie).

Het is belangrijk te vermelden dat scenariokeuzes vooraf deterministisch zijn bepaald in dialoog met verschillende industriepartijen en energiepartijen die een rol spelen binnen de Nederlandse energievoorziening³⁰. De betrokken partijen schetsen daarmee hun visie van de hoekpunten van het toekomstige speelveld waarbinnen de energietransitie zich mogelijk kan ontwikkelen. Er worden geen conclusies verbonden aan wat de beste klimaatneutrale toekomst is. Met de definitie van de scenario's is niet gezegd dat de toekomst zich ook precies volgens één van deze beelden ontwikkelt. In werkelijkheid zal er waarschijnlijk een mix van de elementen uit de verschillende scenario's ontstaan. Hieronder wordt een korte typering van de vier gebruikte scenario's gegeven.

Scenario "Regionale Sturing" (REG2050)

Dit scenario wordt gekenmerkt door regionale energieprojecten die decentraal worden aangestuurd (lokale en regionale overheidsorganen). Hierbij wordt verondersteld dat Nederland geheel zelfvoorzienend is in de energievraag. Er is een sprake van krimp van energie-intensieve industrie, minder consumptie en meer circulariteit van goederen en voedselproductie. Het primaire aanbod van energie kent een groot aandeel zon, wind en geothermie. Energienetten hebben deels een regionaal karakter (o.a. een grote rol voor warmtenetten). Voor het balanceren van variabele hernieuwbare bronnen wordt op grote schaal elektrolyse i.c.m. waterstofopslag en Power-to-Heat ingezet. Netto-import van energie als flexibiliteit- of aanbodoptie wordt uitgesloten.

Scenario "Nationale Sturing" (NAT2050)

Dit scenario lijkt qua primair energieaanbod veel op het scenario "Regionale Sturing" maar wordt in dit geval gekenmerkt door nationaal en centraal aangestuurde energieprojecten. Ook hier is Nederland geheel zelfvoorzienend in de vraag naar energie. De omvang van energie-intensieve industrie blijft min of meer gelijk aan de huidige situatie met focus op circulariteit van goederen en voedselproductie. Inzet van CCS is (beperkt) mogelijk om de CO₂-reductiedoelen te behalen. Het primaire aanbod van energie kent een groot aandeel zon en wind (o.a. op zee). Er is een sterke mate van elektrificatie met een grootschalige netverzwaring. Voor het balanceren van variabele hernieuwbare bronnen wordt op grote schaal elektrolyse i.c.m. waterstofopslag en in mindere mate Power-to-Heat ingezet. Netto-import van energie als flexibiliteit- of aanbodoptie blijft uitgesloten.

²⁹ CE-Delft, 2017. Net voor de Toekomst

³⁰ Berenschot en Kalavasta in samenwerking met werkgroep integraal Netwerk en Energiesysteem van de Toekomst (iNET) van Netbeheer Nederland

Scenario “Europese CO₂-sturing” (EU2050)

In dit scenario heeft de markt (en maatschappij) veel vrijheden om de energievoorziening in te richten (beperkte nationale sturing). Heel Europa haalt de klimaatdoelen en bereikt dit door het instellen van een algemene CO₂-heffing voor alle sectoren. Deze heffing neemt progressief toe richting 2050 en maakt de inzet van CO₂-emitterende producten en processen onaantrekkelijk. Nederland wordt sterk afhankelijk van import (stimulering vrije handel en wereldwijde markt voor waterstof en biomassa, import van aardgas). Deze bronnen zijn onder andere nodig om de groeiende vraag in de energie-intensieve industrie te bedienen. Er ligt een nadruk op het gebruik van biogas/biomethaan en aardgas in de diverse sectoren inclusief bijbehorende opslag om vraag en aanbod te balanceren. CCS krijgt veel ruimte en is essentieel voor het behalen van de klimaatdoelen. Waterstof heeft een beperkter aandeel in de energievoorziening en wordt hoofdzakelijk geïmporteerd.

Scenario “Internationale Sturing” (INT2050)

Dit scenario lijkt op het EU2050-scenario met het belangrijke verschil dat het gebruik van fossiele brandstoffen over de hele wereld sterk wordt ingeperkt om de klimaatdoelen op globaal niveau te behalen. Ook hier is Nederland hoofdzakelijk afhankelijk van import met een stimulering van vrije handel in waterstof en biomassa, en is er een groeiende vraag binnen de energie-intensieve industrie. Er ligt in dit geval een nadruk op het gebruik waterstof (en bijbehorende opslag) binnen de diverse sectoren. Het meeste daarvan wordt geïmporteerd met een beperkte rol voor binnenlandse productie via elektrolyse. CCS is nodig om de klimaatdoelen te behalen.

Varianten voor andere weerjaren

Ieder scenario is doorgerekend aan de hand van vier verschillende typen weerjaren. Overige gevoeligheden en invloeden zijn niet meegenomen. De twee belangrijkste weerjaren die in het BK-rapport worden benoemd zijn:

- Het standaard (referentie)jaar 2015 met een normale verdeling van wind- en zonne-energie (geen omstandigheden die de opwek significant reduceren zoals bijvoorbeeld lange windstiltes). Er is sprake van een normale winter zonder lange perioden met extreme koude.
- Het meest extreme jaarprofiel, dat is afgeleid van het weerjaar 1987. Hierin is sprake van lange perioden (tot 2 weken) waarin niet of nauwelijks de wind waait. Verder is er een extreem koude periode in januari.

De andere twee typen weerjaren (1997 en 2004) betreffen varianten die binnen deze bandbreedte liggen. Het 2004-weerjaar wordt gekenmerkt door een periode met heel weinig en een periode met heel veel opgewekte energie uit wind en zon. Deze weerjaren kunnen worden bekeken in ETM maar worden hier buiten beschouwing gelaten omdat ze weinig toevoegen aan de bandbreedte van de uitkomsten.

3.3.2 TNO-ETS-studie

De twee scenario's van TNO-ETS beschrijven onderscheidende richtingen in de energietransitie en verschillen in de manier waarop de doelen gehaald worden, met name door het verschil in intrinsieke motivatie van burgers en bedrijven (doorvoeren van grote veranderingen of voortbouwen op het bestaande systeem). Beide scenario's dringen stapsgewijs de emissies van broeikasgassen in Nederland terug van 49% in 2030 tot een niveau dat in 2050 minimaal 95% lager ligt in dan in 1990.

Scenario ADAPT (AD2050)

In het ADAPT-toekomstbeeld bouwt Nederland voort op zijn huidige sterktes (industrie, transportsector, betrouwbare elektriciteit- en warmtevoorziening), maar zorgt het er wel voor

dat de CO₂-emissies in 2050 met 95% dalen. Nationale en lokale overheden nemen het voortouw en geven sturing aan burgers en bedrijven bij het maken van keuzes ten aanzien van de energietransitie. Hierbij staat behoud van bestaande zekerheden en comfort centraal. Duurzaamheid wordt minder belangrijk gevonden. Energiedragers lijken op wat we nu hebben (zowel fossiele als groene brandstoffen), en worden op CO₂-neutrale wijze ingezet (bijvoorbeeld door inzet van CCS). Het huidige systeem wordt aangepast en geoptimaliseerd, terwijl de impact op energie-verbruikende sectoren wordt beperkt. Nederland zal een belangrijk deel van zijn energievraag invullen via import (met name biomassa, biobrandstoffen).

TRANSFORM (TR2050)

In het TRANSFORM-toekomstbeeld lopen Nederland en Europa voorop ten opzichte van andere delen van de wereld in de strijd tegen klimaatverandering en voor duurzaamheid. De energievraag neemt sterker af, o.a. door een minder energie-intensieve industrie. Nieuwe technologieën worden enthousiast omarmd waarbij de overheid vooral stimuleert en randvoorwaarden schept. Er is meer elektrificatie en inzet van eigen productiemiddelen (zon, wind, geothermie). Er is minder import van biomassa en fossiele brandstoffen. Er is weinig/geen draagvlak voor CCS.

Varianten en gevoeligheden

De ETS-studie werkt niet met verschillende weerjaren zoals BK. Wel wordt gekeken wat de invloed is van andere systeemrandvoorwaarden (bijv. andere prijsontwikkelingen voor technologie-opties en energiedragers, het aandeel CCS, het aandeel wind-op-zee) op de inzet van technologieën en resulterende kosten van energievoorziening. Deze variabele randvoorwaarden zijn meegenomen in de modellering om te kijken hoe dit mogelijk leidt tot veranderingen in de ontwikkeling van technologie-opties.

3.3.3 LSES-studie

LSES heeft twee scenario's geëvalueerd:

- **CA2030:** Een scenario voor het jaar 2030 waarbij het Nationale Klimaatakkoord de uitgangspunten definieert.
- **NM2050:** Een scenario voor het jaar 2050 waarbij het NAT2050-scenario van BK is gekozen als basis.

Beide scenario's zijn doorgerekend met twee modellen: OPERA en COMPETES. Bij het laatste model is ook de internationale context (elektriciteit) meegenomen.

Scenario "National Management" (NM2050)

Alhoewel dit scenario is afgeleid van NAT2050 van BK, zijn er enkele belangrijke verschillen. Voor de doorrekening in OPERA en COMPETES is de energievraag en de bijbehorende data overgenomen uit BK. Voor aanbod en productie en inzet van flexibiliteit maken OPERA en COMPETES echter deels eigen keuzes om klimaatdoelstelling en energiebalans te bereiken tegen de laagste kosten en optimale sociale welvaart.

Het berekende aandeel hernieuwbare elektriciteit in OPERA is vergelijkbaar met BK-NAT2050, maar er is minder zon PV en meer wind-op-zee. In COMPETES is de productie van hernieuwbare bronnen direct overgenomen uit BK. Wat daarbij opvalt is dat de inzet van binnenlands geproduceerde elektriciteit voor de Nederlandse energievoorziening in COMPETES lager uitkomt dan bij BK-NAT2050. Er wordt meer geëxporteerd.

De (binnenlandse) productie van waterstof in OPERA is vergelijkbaar met BK-NAT2050. In COMPETES is de waterstofproductie lager. Waar beide modellen duidelijk verschillen met

BK-NAT2050 is dat ze een minimale inzet van waterstof in de productie van elektriciteit zien. In de doorrekening van het NM2050-scenario in OPERA en COMPETES wordt geen rekening gehouden met de onzekerheden in productie van hernieuwbare elektriciteit (wind en zon). Op grond van efficiency wordt in dit geval dan ook geen noodzaak gezien om de relatief dure optie van waterstof in te zetten voor elektriciteitsproductie. In plaats daarvan wordt o.a. gekozen voor meer vraagsturing en uitwisseling van elektriciteit met het buitenland. Indien het energiesysteem wel rekening houdt met onzekere productie van hernieuwbare elektriciteit (door afwijkende, extremere weersprofielen), kan de rol van waterstof en behorende opslag mogelijk veranderen (bijvoorbeeld door een grotere discrepantie tussen vraag en aanbod, veranderende energie-handelsrelaties tussen landen).

3.4 Gebruikte modellen

3.4.1 *Energie Transitie Model (ETM)*

De scenario's zijn doorgerekend met het Energie Transitie Model (ETM). Het ETM laat de gebruiker per sector kwantitatieve keuzes invullen omtrent de productie en het verbruik van energie. Hierbij kunnen onderliggende processen worden gespecificeerd zoals bevolkingsgroei, nieuwbouw/sloop van huizen, efficiëntieverbeteringen, toepassing nieuwe technieken, etc. Aanbod en verbruik van energiedragers (elektriciteit, gas en waterstof) wordt uiteindelijk op uurbasis doorgerekend en gebalanceerd (zowel volumes als totale vermogens). Het ETM omvat een zeer uitgebreide definitie van energiesysteemelementen en sectoren. Daarnaast kunnen verschillende jaarprofielen worden geselecteerd om de invloed van weersomstandigheden over het jaar te analyseren.

Het ETM omvat onder andere ook kosten en emissiegegevens van technologieën, maar gebruikt deze, in tegenstelling tot OPERA en COMPETES, niet voor het maken van systeemkeuzes.

De uitkomsten van het ETM zijn gecategoriseerd naar aanbod/verbruik per sector en energienetwerk, kosten van energievoorziening en CO₂-emissies. Een volledige beschrijving is te vinden op de [ETM website](#)³¹.

Voor het BK-rapport zijn aanvullende berekeningen meegenomen buiten ETM. Hierdoor wijken de online ETM-resultaten enigszins af van de waarden in het rapport. Daarnaast zijn sinds het verschijnen van het rapport enkele nieuwe versies van het ETM-model verschenen, waaronder de meest recente aanpassingen van juni 2020 die ook zijn beschouwd in dit rapport. Om deze reden worden de uitkomsten (ondergrondse opslag) van ETM apart van de uitkomsten uit het rapport gepresenteerd.

3.4.2 *OPERA*

De scenario's van ETS en LSES zijn doorgerekend met behulp van het integrale energiesysteemmodel OPERA. Het model is een optimalisatiemodel en rekt het energiesysteem en de bijbehorende emissies uit, gegeven bepaalde doelen (bijv. broeikasgasreductiedoel) en randvoorwaarden (bijvoorbeeld capaciteit van bepaalde technologieën), tegen de laagste maatschappelijke kosten. Hierbij wordt gebruik gemaakt van de nationale kosten-batenanalysemethode.

³¹ <https://quintel.com/etm>

Het model bestrijkt alle sectoren van Nederland inclusief uitwisseling met het buitenland en houdt rekening met beperkingen in energietransport tussen verschillende regio's in Nederland. Bij het bepalen van investeringen wordt rekening gehouden met investeringen die gedaan zijn in voorgaande jaren.

Voor de techno-economische optimalisatie gebruikt het model technische en economische data van meer dan 650 technologie-opties waaruit het model kan kiezen. Er wordt rekening gehouden met leereffecten, bijvoorbeeld resulterend in daling van technologiekosten en verbeterende prestaties als gevolg van innovatie en het op steeds grotere schaal toepassen van de technologie. Verder bevat het model prijzen van energie en energiedragers die worden geïmporteerd (olie, gas, kolen, biomassa, etc.) en de omvang van vraag naar energie (warmte, elektriciteit) van de verschillende eindverbruikerssectoren, productievolumes in de industrie (staal, ammoniak, chemicaliën) en vervoerskilometers in de transportsector.

3.4.3 *COMPETES*

COMPETES ('Competition and Market Power in Electric Transmission and Energy Simulator') is een optimalisatie- en economisch dispatchmodel voor het Europese elektriciteitssysteem waarin de elektriciteitsbalans wordt berekend tegen minimale maatschappelijke kosten en binnen een set geldende techno-economische specificaties en randvoorwaarden (bijv. de interconnectie-capaciteit tussen landen en nationale beleidsdoelen en beperkingen).

COMPETES omvat twee hoofdmodules die worden gebruikt voor simulaties op uurbasis over:

- Uitbreiding van transmissie- en opwekcapaciteit.
- Economische dispatch.

Het COMPETES-model omvat alle EU-lidstaten en enkele Europese landen buiten de EU.

4 Classificatie opslagbehoefte

In dit hoofdstuk wordt een definitie gegeven voor de indeling van ondergrondse energieopslag naar nut en noodzaak. In deze studie wordt dit gedefinieerd vanuit het oogpunt van leveringszekerheid (flexibiliteit en balans vraag-aanbod) en aanbodzekerheid (strategische reserves). Ondergrondse opslag onderscheidt zich in dit opzicht van bovengrondse opslagtechnologieën door met name de grootschaligheid (zowel volume als vermogen), maar ook doordat in principe alle drie de hoofdmodaliteiten (gassen, warmte en elektriciteit) kunnen worden opgeslagen. Flexibiliteitsopties anders dan opslag (bijv. interconnectiviteit en vraagsturing) kunnen vergelijkbare volumes en vermogens leveren, maar zijn vaak meer beperkt in het type energiedrager (bijvoorbeeld alleen elektriciteit), fasering in tijd (bijvoorbeeld overbruggen van periode tussen aanbodpiek en vraagpiek), en locaties of sectoren die geconcentreerd zijn op één locatie.

4.1 Nut en noodzaak

Een belangrijke vraag voor beleid omtrent toekomstige ondergrondse opslag is of een bepaalde vorm van opslag noodzakelijk is, of dat opslag slechts raadzaam (nuttig) is vanuit een technisch, economisch en/of maatschappelijk perspectief. In het geval van noodzaak is de keuzeruimte voor beleid uiteraard beperkter, maar er dient ook een norm te worden gesteld om “noodzaak” als zodanig te definiëren. Hieronder geven we enkele argumenten om nut en noodzaak van elkaar te onderscheiden.

4.1.1 Nut

Voor een groot deel zal ondergrondse opslag kunnen worden gedefinieerd als “nuttig”. Belangrijke criteria voor deze definitie zijn:

- Ondergrondse opslag wordt ingezet voor niet-essentiële (systeem)diensten en toepassingen, of:
- Ondergrondse opslag bedient een essentiële dienst of toepassing die ook op andere wijze (via een alternatief) kan worden gerealiseerd.

Enkele voorbeelden waarbij de inzet van ondergrondse opslag als nuttig kan worden geclassificeerd zijn:

- Het bieden van (aanvullende) flexibiliteit: ondergrondse opslag dient in dit geval ter ondersteuning van een goedwerkend energiesysteem en heeft één of meer praktisch inzetbare alternatieven (bijv. interconnectiviteit, vraagsturing, bovengrondse opslag). Het nut ligt besloten in het feit dat opslag deze dienst onder gunstigere randvoorwaarden kan bieden dan het alternatief (goedkoper, minder ruimtelijke impact, veiliger, effectievere bijdrage aan klimaatdoelen).
- Benutten van economisch voordeel: ondergrondse opslag dient in dit geval primair een economisch doel, bijvoorbeeld door gebruikmaking van prijschommelingen voor energie (intradag tot zomer-winterspreiding), het bieden van commerciële maar niet noodzakelijke systeemdiensten, of het faciliteren van internationale energiehandel die via Nederland naar andere landen loopt.

In de gebruikte scenariostudies is vooral gekeken naar opslag (en flexibiliteit in het algemeen) als ondersteunende dienst voor het energiesysteem (balans tussen energievraag en aanbod). Opslag met een puur commercieel en/of privaat oogmerk is buiten beschouwing gelaten en zal ook niet nader worden gekwantificeerd in dit rapport.

4.1.2 Noodzaak

Noodzaak voor ondergrondse opslag hangt samen met de volgende twee belangrijke criteria:

- i) De technische, maatschappelijke en/of economische gevolgen van het niet-beschikbaar-zijn van ondergrondse opslag zijn onacceptabel (norm-overschrijdend) en
- ii) er zijn geen alternatieven voor ondergrondse opslag die dezelfde dienst redelijkerwijs zouden kunnen bieden.

Alternatieven voor ondergrondse opslag kunnen in bovenstaande zin o.a. ontbreken omdat:

- Het alternatief technisch of praktisch onrealiseerbaar is (bijvoorbeeld vanwege de benodigde omvang, extreem hoge kosten voor aanleg en bedrijfsvoering, beperkende locatie-specifieke randvoorwaarden en/of grote veiligheidsrisico's).
- Het alternatief geen toekomstperspectief heeft (bijvoorbeeld omdat de voorgenomen veranderingen in het energiesysteem de inzet van het alternatief binnen aanzienlijke termijn onmogelijk maken).

Het ontbreken van “noodzakelijke” ondergrondse opslag kan forse economische, maatschappelijke en/of technische consequenties hebben. Noodzaak is derhalve dan ook gekoppeld aan de mate waarin deze gevolgen aanvaardbaar zijn. Dit is afhankelijk van beleidskeuzes en risiconormen die moeten worden vastgesteld. Indien ondergrondse opslag essentieel is voor de reguliere werking van het energiesysteem onder normale omstandigheden (bijvoorbeeld om het reguliere aanbod van energie te verbinden met de vraag), dan is noodzaak voor de hand liggend (i.e. de consequentie is een algemeen falend energiesysteem). Dit criterium is in principe het uitgangspunt voor dit rapport om ondergrondse opslag als noodzakelijk te bestempelen.

Indien ondergrondse opslag bedoeld is om de werking van het energiesysteem te garanderen onder uitzonderlijke omstandigheden, dan is er feitelijk sprake van een (strategische) verzekering of reserve. Noodzaak zal in dit geval afhangen van de risiconorm en daarmee ook van de omvang en aard van het risico. Hieronder geven we enkele argumenten die in dit geval kunnen meewegen in de vaststelling van noodzaak:

- Betreft het een economisch risico (bijvoorbeeld door mogelijk stilvallen van industrie, schade aan infrastructuur), een gezondheidsrisico (bijvoorbeeld kans op lichamelijke en geestelijke klachten of overlijden omdat burgers geen toegang hebben tot energie), of een maatschappelijk risico (bijvoorbeeld ontwrichting van de samenleving)?
- Wat is de kans dat er een situatie ontstaat waarbij ondergrondse opslag nodig is om het risico te voorkomen (bijvoorbeeld internationale conflicten, perioden met extreme weersomstandigheden die het totale (jaar)aanbod beïnvloeden, uitval van kritieke energie-infrastructuur)
- Wat is de kans op herhaling (frequentie) en hoe voorspelbaar is het risico (regelmaat)?
- Hoe lang houdt de verstoring van de energievoorziening aan, en zijn de gevolgen redelijkerwijs te mitigeren (bijvoorbeeld financieel, technisch)?
- In welke mate zal de ondergrondse opslag het risico mitigeren en hoe verhoudt de aanleg van een gegeven ondergronds opslagvolume zich tot het risico dat je wilt vermijden (bijvoorbeeld kosten/impact van aanleg van ondergrondse opslag vs. kosten/impact die samenhangen met tijdelijke verstoring van de energievoorziening)?

Een opslagreserve wordt beschouwd als een capaciteit of volume die wel direct toegankelijk (winbaar) is maar in de praktijk slechts incidenteel wordt aangesproken (bijvoorbeeld eens in

de zoveel jaar). Conform het rapport van BK voor II3050 maken we daarbij onderscheid tussen weersafhankelijke reserves (lange onderbreking van hernieuwbare opwek, extreme vraag tijdens strenge winters) en strategische reserves (onderbreking van geïmporteerde bronnen waarvoor binnenlandse productiemiddelen ontbreken).

Dit rapport geeft een indicatie van de mogelijke omvang van opslagreserves die nodig zouden kunnen zijn om het aanbod in bijzondere situaties veilig te stellen. Deze indicatie is echter niet nader onderbouwd door een gedetailleerde risicoanalyse of normstelling.

4.2 Aanbodzekerheid of leveringszekerheid?

Bij het evalueren van de betrouwbaarheid van energievoorziening wordt onderscheid gemaakt tussen aanbodzekerheid en leveringszekerheid. Alhoewel de termen soms door elkaar worden gebruikt, zijn ze wezenlijk verschillend vanuit het perspectief van flexibiliteit en energieopslag. Hieronder beschrijven we kort de definities die in deze studie worden aangehouden.

4.2.1 Aanbodzekerheid

Bij aanbodzekerheid gaat het over de vraag of een benodigde energiedrager in voldoende mate (volume en vermogen) geproduceerd of geïmporteerd kan worden om in het totale verbruik over een heel jaar te voorzien. Hieronder volgen enkele voorbeelden die betrekking hebben op aanbodzekerheid in de komende 10 – 30 jaar:

- **Aardgas:** Het totale volume aardgas dat we tot onze beschikking hebben middels binnenlandse aardgasreserves en/of importgaranties, en daarmee samenhangend de aardgasproductiecapaciteit van productieputten en capaciteit van internationale transportleidingen of LNG-terminals om aanbod te beleveren.
- **Hernieuwbare elektriciteit:** Het opgestelde vermogen in windparken en zon-PV, gekoppeld aan de totale verwachte hoeveelheid elektrische energie die daarmee redelijkerwijs over een geheel jaar kan worden geproduceerd (weersafhankelijk).
- **Waterstof:** Het opgestelde productievermogen (van grijze, blauwe en groene waterstof), en/of de importgaranties en toegang tot voldoende primaire bronnen om deze waterstof voor een gegeven vraagperiode te kunnen produceren.

Aanbodzekerheid komt in het gedrang wanneer de totale aanvoer van primaire energiebronnen (via productie, import en/of opslag) over het jaar tekortschiet. Hieronder worden twee typische voorbeelden gegeven:

- Wanneer de binnenlandse aardgasproductie verder daalt en we meer afhankelijk worden van import, dan kunnen we in de situatie komen dat de aanvoer verstoord raakt (bijvoorbeeld door geopolitieke conflicten). Ondanks voldoende transportcapaciteit binnen het distributienet en de beschikking over aardgasopslag voor het balanceren van reguliere vraagschommelingen tussen zomer en winter, kan dan niet worden voorzien in de vraag. In dit geval kan een strategische opslagreserve nodig zijn om de onderbreking van aanbod uit productie en import op te vangen.
- Bij grote afhankelijkheid van variabele hernieuwbare elektriciteit kan het aanbod tekortschieten als er gedurende een langere periode weinig of geen zon en wind is en/of de gehele jaarproductie lager uitkomt dan verwacht. Flexibiliteitsopties die afgestemd zijn op de reguliere variaties (uur-dag) zijn dan ontoereikend.

Gegeven deze definitie, kan aanbodzekerheid op verschillende manieren worden geboden (afhankelijk van de energievorm of energiedrager). De belangrijkste opties zijn:

- Aanleg van extra (strategische/weersafhankelijke) opslagreserves.
- Aanleg van extra productiecapaciteit (elektriciteit via waterstof/aardgas centrales (back-up)).
- Differentiëren van aanvoerroutes (import) of afspraken over aanvullende importgaranties met bijbehorende internationale transportcapaciteit.

Bij al deze opties is er feitelijk sprake van beleidsmatige keuzes die overheden, netbeheerders en energieproducenten moeten maken. De aanleg van reserves in ondergrondse opslag (capaciteit, vermogen) gaat gepaard met extra kosten (zowel economisch als maatschappelijk). Deze kosten/gevolgen zullen moeten worden afgewogen tegen de kosten/gevolgen van eventueel falende aanbodzekerheid.

4.2.2 Leveringszekerheid

Bij leveringszekerheid geldt het uitgangspunt dat er in de basis voldoende aanbod van de benodigde energievorm is (netto jaarverbruik), en dat de distributie van dit aanbod op alle tijdstippen kan voorzien in het gevraagde vermogen bij individuele eindgebruikers. In dit rapport houden we de volgende definitie voor leveringszekerheid aan:

- De transportcapaciteit van de hoofdnetten en regionale distributienetten is in staat om variaties in aanbod- en vraagvermogen te accommoderen.
- Het energiesysteem omvat voldoende middelen (flexibiliteit/opslag) om ervoor te zorgen dat het aanbodprofiel en vraagprofiel (lokaal/nationaal) in termen van volume in balans zijn en de energievoorziening voldoet aan de gestelde kwaliteits- en veiligheidsnormen (bijv. frequentie en voltage in het elektriciteitsnet, gasdruk in het aardgasdistributienet).

De leveringszekerheid kan in het gedrang komen wanneer:

- Productie en levering van energie niet gelijktijdig is met de energievraag (en vice versa).
- Energieproductie en/of energievraag tijdelijk de maximale capaciteit van de hoofdnetten of lokale distributienetten overtreffen.
- Delen van het energiesysteem verstoord raken of uitvallen. Dit kan met name een probleem worden wanneer de leveringszekerheid afhangt van één centraal infrastructuurelement.

In al deze gevallen zal aanbodzekerheid geen oplossingen bieden, immers: het probleem zit in energietransport/distributie en verschuiving (in tijd) van energievraag en -aanbod. Niet in het totaal geproduceerde volume of maximaal opgestelde vermogen om deze energie te produceren.

Er is een breed palet aan opties om te voorzien in voldoende leveringszekerheid. De meest genoemde en -gebruikte opties zijn:

- Productieregulering (bijvoorbeeld op/afschakelen van elektriciteitscentrales, afschakelen van wind/zon).
- Vraagsturing (bijvoorbeeld tijdelijk inschakelen van industriële processen bij energieoverschotten, uitsmeren van piekvraag in huishoudens) of smart grids.
- Conversie (bijvoorbeeld elektriciteitsoverschotten omzetten in waterstof of warmte).
- Opslag (tijdelijk opslaan van energie, uitstellen van levering).
- Interconnectie (mogelijkheid om tijdelijk vermogen uit te wisselen tussen landen en regio's).

De energiesysteemmodellen die in dit rapport zijn geëvalueerd, geven inzicht in de benodigde productie/conversiemiddelen en de inzet van opslagtechnologieën en flexibiliteitsopties om in de energievraag te voorzien en daarbij de leveringszekerheid te garanderen. In principe is het totale pakket aan in te zetten opties daarmee ook een noodzaak om het energiesysteem goed te laten functioneren. De noodzaak voor individuele opties hangt af van de mate waarin ze kunnen worden vervangen door alternatieven.

4.3 Samenvatting van opslagdoeleinden in deze studie

Dit rapport onderscheidt de volgende doeleinden voor opslag:

- **Opslag ter ondersteuning van leveringszekerheid:** Dit is de primaire categorie die in deze studie kwantitatief wordt beoordeeld. Het uitgangspunt is dat het totale energieaanbod (volume/vermogen) over het hele jaar voldoende is om in de totale vraag te voorzien. De inzet van opslag is in dit geval gericht op het balanceren van aanbod- en vraagprofielen (reguliere variaties, o.a. bij opwek uit wind/zon, seizoensgebonden warmtevraag, basislast productie). Evaluatie van in te zetten opslag volgt uit de gebruikte energiesysteemstudies.
- **Opslag ter ondersteuning van aanbodzekerheid:** Deze categorie betreft m.n. de (beleids)keuze om opslagreserves aan te leggen die eventuele tekorten aan energieaanbod kunnen opvangen die ontstaan door onverwachte gebeurtenissen (bijv. stilvallen van import om geopolitieke redenen of door verstoringen in internationale transportnetten, wegvallen van binnenlandse productie- en conversie-infrastructuur, extreme weersscenario's), en die niet kunnen worden opgevangen met de opslagcapaciteit en flexibiliteitsopties voor reguliere balancering. Voor deze categorie zijn geen specifieke modelstudies beschikbaar die de situatie in 2050 evalueren. Enkele inzichten worden geboden in de BK-studie op basis van extreme weerjaarscenario's en mogelijke onderbreking van buitenlandse aanvoer/import. In dit rapport worden enkele aanvullende indicaties gegeven.

De studie gaat niet verder in op de inzet van ondergrondse opslag voor commerciële doeleinden. Deze categorie kan weliswaar bijdragen aan leveringszekerheid of aanbodzekerheid, maar is niet primair voor dat doel aangelegd. De ontwikkeling van deze groep zal sterk afhangen van private initiatieven en eventuele (strategische/economische) beleidskeuzes om Nederland te positioneren als internationale energie-hub.

5 Waterstofopslag

5.1 Inleiding

De studies van BK en LSES geven inzicht in de hoeveelheid (ondergrondse en bovengrondse) waterstofopslag die naar verwachting in 2030 en 2050 nodig is om vraag en aanbod in het toekomstige energiesysteem in balans te houden (leveringszekerheid). ETS heeft geen opslagbehoefte benoemd in de rapportage, maar er zijn voor deze studie wel waarden verkregen uit het OPERA-model³².

Bij BK zijn verschillende berekeningen voor waterstof-opslagbehoefte beschikbaar, nl. i) de waarden zoals opgenomen in het rapport³³ en ii) de waarden zoals die direct volgen uit het ETM-model en waarvan online verschillende versies (model en scenario-definitie) zijn gepubliceerd. De waarden die in het rapport zijn weergegeven, volgen uit een ETM-model/scenarioversie van december 2019³⁴. Omdat er voor het rapport enkele aanvullende bewerkingen op de ETM-resultaten zijn uitgevoerd, wijken de resultaten enigszins af. In dit hoofdstuk worden de uitkomsten van het BK-rapport, en de laatste gecorrigeerde ETM-modelversie inclusief gereviseerde scenario's (update 28 juli 2020³⁵) gebruikt en als twee afzonderlijke resultaten beschouwd. Het rapport wordt als een meer formele bron beschouwd, terwijl de uitkomsten uit het ETM-model meer inzicht geven in de oorzaken van verschillen tussen de studies.

Paragraaf 5.2 evalueert eerst de berekende opslagcapaciteit die volgens de drie onderzochte studies nodig is voor vraag-aanbodbalans (leveringszekerheid). Hierbij wordt toegelicht waardoor de belangrijkste verschillen worden veroorzaakt (voortkomend uit scenario-definities dan wel de werking van het gebruikte model).

Paragraaf 5.3 presenteert enkele redentielijnen en inschattingen voor aanvullende (strategische) opslagreserves die een mogelijk tekort aan aanbod moeten opvangen. Hierbij worden, naast eigen inzichten, ook inschattingen uit het BK-rapport besproken. LSES en ETS laten dit verder buiten beschouwing.

Paragraaf 5.4 geeft een korte samenvatting en herevaluatie van de theoretische en technische opslagcapaciteit waarbij de OPVIS getallen zijn bijgewerkt met nieuwe inzichten uit de LSES-studie.

Paragraaf 5.5 geeft inzicht in de praktisch realiseerbare opslagcapaciteit (rekening houdend met diverse beperkingen voor aanleg van opslaglocaties in zoutcavernes en gasvelden). Dit is het uitgangspunt voor de inpassing.

Paragraaf 5.6 analyseert diverse scenario's voor het inpassen van gevraagde opslagvolumes binnen de praktisch realiseerbare capaciteit in zoutcavernes en gasvelden in Nederland.

Paragraaf 5.7 vertaalt alle inzichten en uitkomsten uit Paragraaf 5.2 t/m 5.6 naar vier ontwikkelpaden voor waterstofopslag tussen nu en 2050.

³² pers.comm. TNO-ETS,

³³ <https://www.berenschot.nl/actueel/2020/april/nederland-klimaatneutraal-2050/>

³⁴ <https://pro.energytransitionmodel.com/scenarios/405526> (en 606411, 606415, 606418, 606388)

³⁵ https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9436 (en 9437, 9438, 9439, 9340)

Paragraaf 5.8 vat de belangrijkste bevindingen en conclusies samen.

5.2 Opslag in het kader van leveringszekerheid

In deze paragraaf kijken we eerst naar de waterstofopslagcapaciteit en het in totaal geproduceerde waterstofvolume (uit opslag) op jaarbasis die volgens de verschillende modellen en scenario's nodig zouden zijn om de balans tussen vraag en aanbod te bewaken (leveringszekerheid). Daarbij geldt dus het uitgangspunt dat er over het hele jaar in principe voldoende aanbod is uit eigen productiemiddelen (wind, zon, omzetting aardgas) en uit buitenland (import).

In de ETM-modelrealisaties en het BK-rapport worden meerdere typen weerjaren (of weerprofielen) onderzocht. Deze weerprofielen beïnvloeden enerzijds de vraag naar waterstof in een jaar, bijvoorbeeld grotere tijdelijke tekorten aan elektriciteit of warmte, en daarmee de opslag die nodig is voor balancering/leveringszekerheid. Anderzijds kunnen extreme weerprofielen leiden tot een tekort in het totale aanbod van waterstof over een jaar, bijvoorbeeld omdat de productie uit zon en wind lager uitkomt dan in een gemiddeld weerjaar. Deze veranderingen in vraag en aanbod leiden mogelijk tot een vergroting van de jaarlijkse opslagbehoefte (zie Paragraaf 5.3).

De 2030-scenario's (afgeleid van het Nationale Klimaatakkoord) gaan allemaal uit een groeiende maar nog steeds beperkte inzet van waterstof in het energiesysteem. Deze scenario's worden gekenmerkt door een vlak aanbodprofiel (productie uit aardgas) en een vlak vraagprofiel (m.n. voor transport en industriële grondstoffen) wat resulteert in een beperkte vraag naar waterstofopslag. Hierdoor zijn er slechts kleine verschillen tussen de verschillende studies. Eventuele verschillen in benodigde opslagcapaciteit zijn bijna geheel toe te schrijven aan keuzes die binnen de modellering zijn gemaakt (o.a. inzet flexibiliteitopties).

Bij de bepaling van de vraag naar waterstofopslagcapaciteit in 2050 zijn er, naast modelkeuzes, ook grote verschillen in de scenario-definities. Er zijn scenario's die worden gekenmerkt door een groot aandeel van waterstof in de totale energievraag, waarvan sommigen een zeer sterk variabele vraag- en aanbodprofielen kennen³⁶. En er zijn scenario's waarin waterstof een meer ondergeschikte rol speelt³⁷ of waar het vraag- en/of aanbodprofiel veel vlakker is³⁸. Dit maakt de bespreking van verschillen complexer. Om dit toch goed te kunnen duiden, is voornamelijk gekeken naar het NAT2050-scenario van BK en het NM2050-scenario van LSES die min-of-meer dezelfde uitgangspunten gebruiken om de vraag naar waterstofopslag te berekenen.

De vraag naar waterstofopslag kan worden gekarakteriseerd als:

1. **Opslagcapaciteit (in GWh of TWh):** Het totale geïnstalleerde en beschikbare werkvolume waterstof in opslaglocaties.
2. **Opslagjaarmaximum (in GWh of TWh):** Het totale volume waterstof dat per jaar uit opslaglocaties wordt geproduceerd. Vaak is dit volume groter dan de geïnstalleerde opslagcapaciteit omdat er over meerdere cycli waterstof wordt geïnjecteerd en geproduceerd.

³⁶ LSES: NM2050, ETS: TR2050, BK: REG2050, NAT2050

³⁷ BK: EU2050

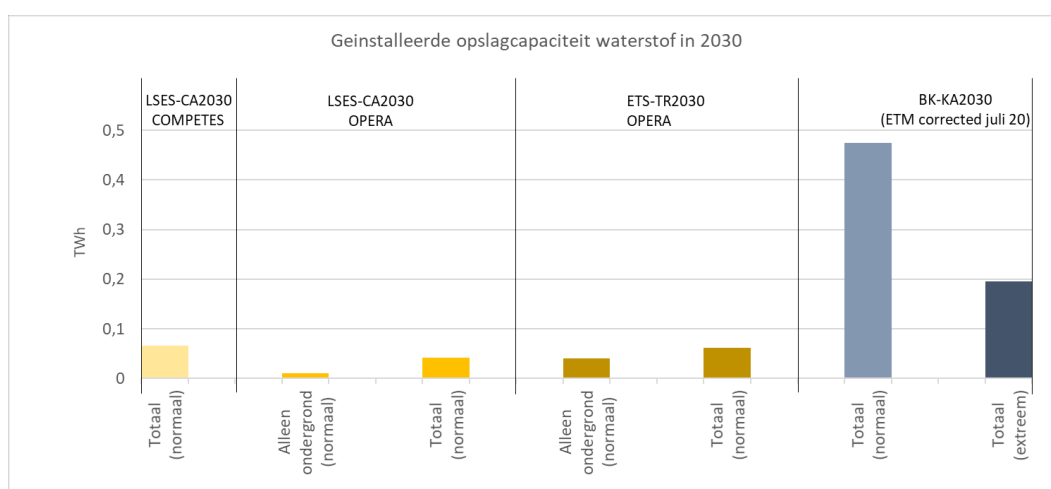
³⁸ BK: INT2050, ETS: AD2050

3. **Full Cycle Equivalent (het aantal FCE):** Het totale aantal cycli van volledig laden en weer ontladen dat theoretisch nodig zou zijn om het gehele opslagjaarvolume te produceren met de beschikbare opslagcapaciteit (oftewel het opslagjaarvolume gedeeld door de geïnstalleerde opslagcapaciteit).
4. **Maximaal productievermogen (in GW):** De maximale hoeveelheid waterstof in energie per tijdseenheid dat uit de beschikbare opslaglocaties kan/moet worden geproduceerd.
5. **Maximaal injectievermogen (in GW):** Idem als productievermogen maar dan gerelateerd aan injectie van waterstof in de opslag.

5.2.1 Waterstofopslag in 2030

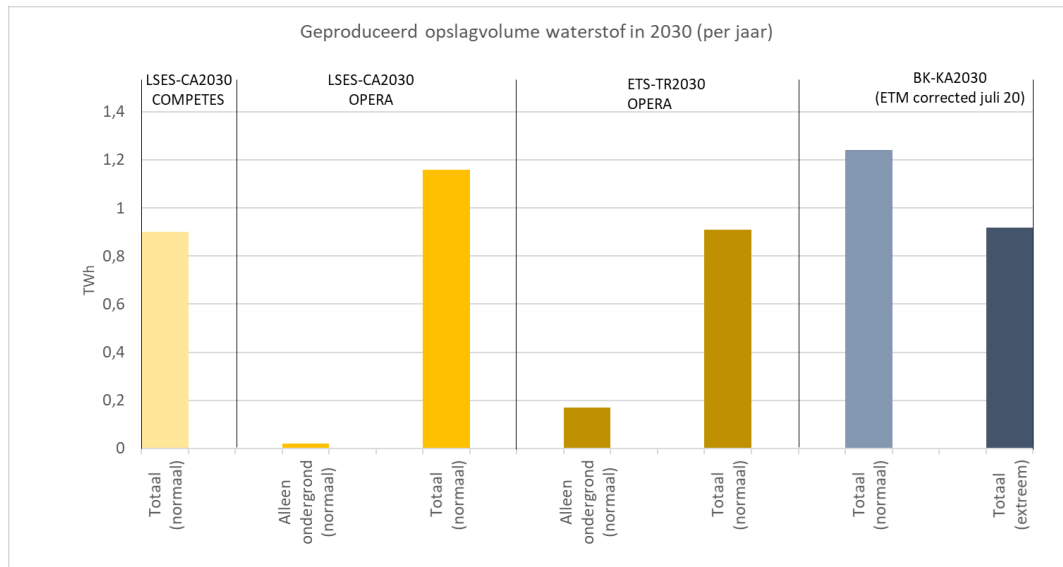
De grafieken in Figuur 5.1a-c en Tabel 5.1 presenteren voor iedere studie de voorspelde vraag naar waterstofopslag in het jaar 2030 in termen van opslagcapaciteit, opslagjaarvolume en het aantal FCE. Alle resultaten zijn gebaseerd op de randvoorwaarden zoals opgesteld in het Klimaatakkoord.

Het is belangrijk om te vermelden dat het rapport van BK geen waarden geeft voor waterstofopslag in 2030. De hier getoonde waarden voor BK-KA2030 zijn allemaal verkregen uit het online gepubliceerde ETM-model³⁹. De opslagwaarden voor het TR2030-scenario zijn eveneens niet officieel gepubliceerd in het ETS-rapport en op verzoek herleid uit de OPERA-modelresultaten.

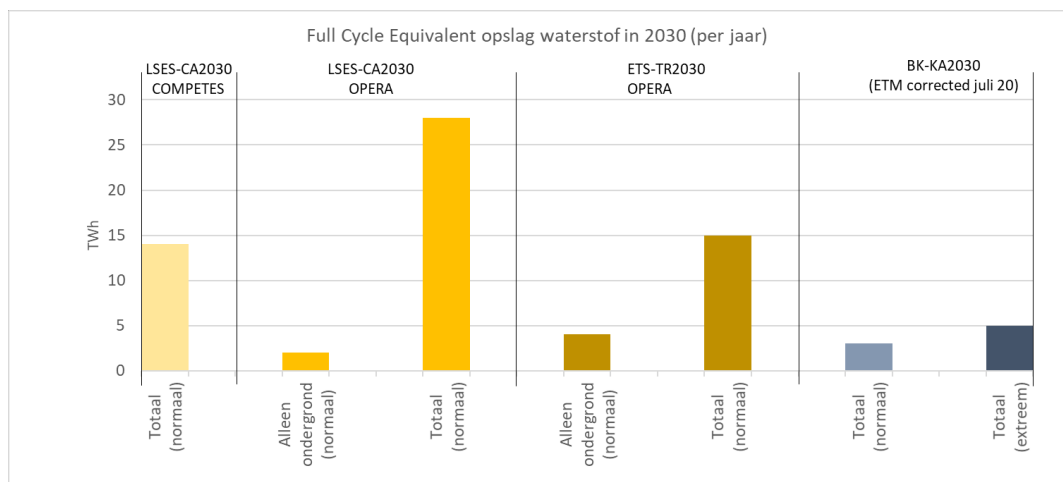


Figuur 5.1a: Totale opslagcapaciteit waterstof in 2030 volgens de scenario's berekend in LSES, ETS en BK. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.

³⁹ https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9436



Figuur 5.1b: Totaal opslagjaarvolume waterstof in 2030 volgens de scenario's berekend in LSES, ETS en BK. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.



Figuur 5.1c: Totaal aantal FCE voor waterstofopslag in 2030 volgens de scenario's berekend in LSES, ETS en BK. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.

Scenario / Variant	Input	Maximale opslagcapaciteit (GWh)	Totaal productie opslagvol. per jaar (GWh)	Full Cycle Equivalent (aantal)	Maximale productiecapaciteit		Maximale injectiecapaciteit	
					(GWh/h)	(GWh/dag)	(GWh/h)	(GWh/dag)
LSES-CA2030 COMPETES	Totaal	66,1	900	14	0,765	-	0,156	-
LSES-CA2030 OPERA	Ondergrond	10,2	20	2	1,3	-	0,01	-
	Totaal	42	1160	28	-	-	-	-
ETS TR2030 OPERA	Ondergrond	40,5	170	4	-	-	-	-
	Totaal	61,3	910	15	-	-	-	-
BK KA2030 ETM Normaal	ETM juli 2020	475	1242	3	0,4	9,4	0,5	11,6
BK KA2030 ETM Extreem	ETM juli 2020	196	917	5	0,3	6,5	0,4	9,3

Tabel 5.1: Overzicht benodigde waterstofopslag in 2030 volgens de scenario's berekend in LSES, ETS en BK. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.

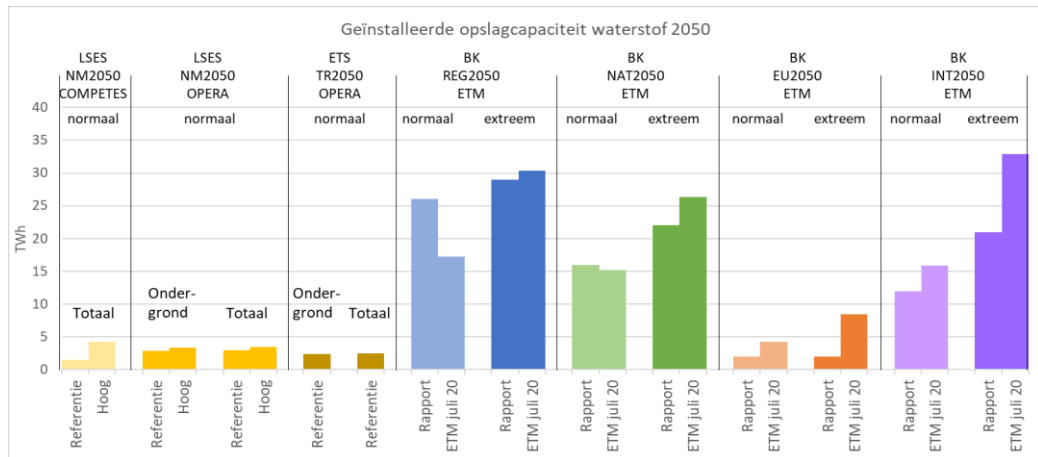
Hieronder volgt een toelichting op de meest opvallende bevindingen en verschillen:

- De vraag naar de opslagcapaciteit van waterstof zal in 2030 nog gering zijn (variërend tussen ca. 42 en 475 GWh, oftewel ca. 14 – 160 miljoen m³). Alle scenario's gaan ervan uit dat de productie van groene waterstof nog in een vroeg stadium van ontwikkeling is (beperkte elektrolysecapaciteit). Productie van waterstof gebeurt dus m.n. door aardgasconversie (bijv. SMR) in combinatie met CO₂-opslag. Dit resulteert in een vlak aanbodprofiel. Verder is er sprake van een relatief vlak vraagprofiel dat gedomineerd wordt door inzet van waterstof in de transportsector (brandstof) en industrie (grondstof). Dit beperkt ook de noodzaak voor inzet van flexibiliteit/opslag.
- De schattingen omtrent het totale opslagjaarcapaciteit komen vrijwel overeen (ca. 0,9 – 1,2 TWh). Het OPERA- en COMPETES-model gaan weliswaar uit van een lagere geïnstalleerde opslagcapaciteit, maar deze capaciteit wordt hier (i.h.k.v. kostenoptimalisatie) meer cyclisch ingezet (bovengronds en ondergronds) waardoor een vergelijkbaar jaarcapaciteit wordt bereikt. Het hogere aantal cycli bij LSES en ETS (totaal) wordt deels ook verklaard door de significante bijdrage van bovengrondse opslagtanks in de totale geïnstalleerde capaciteit en het geproduceerde jaarcapaciteit.
- Een belangrijk verschil tussen LSES en BK is dat het OPERA-model in 2030 voornamelijk waterstof produceert uit aardgas conform de huidige productie. In het ETM-model van BK wordt waterstof grotendeels uit offshore wind geproduceerd, hetgeen tot grotere variabiliteit in aanbod en daarmee tot een grotere vraag naar flexibiliteit (injectie/productie cycli), en ook extra opslagcapaciteit voor waterstof leidt.
- Opvallend is dat het extreme weerscenario in BK-KA2030 minder waterstofopslagcapaciteit vraagt dan het standaard weerscenario. Dit kan worden verklaard door het feit dat in dit geval de productie van waterstof uit offshore windenergie veel lager is (o.a. *Dunkelflaute*). Om dit tekort te compenseren, wordt er voor extra import van waterstof gekozen (1,46 TWh/jaar in een extreem weerjaar t.o.v. 0,28 TWh in een standaard weerjaar). Per saldo resulteert dit in een vlakker aanbodprofiel. Omdat waterstof in dit scenario niet of zeer beperkt wordt ingezet voor ruimteverwarming, hebben de extreme koude-pieken geen noemenswaardige (seizoensgebonden) invloed op het vraagprofiel.

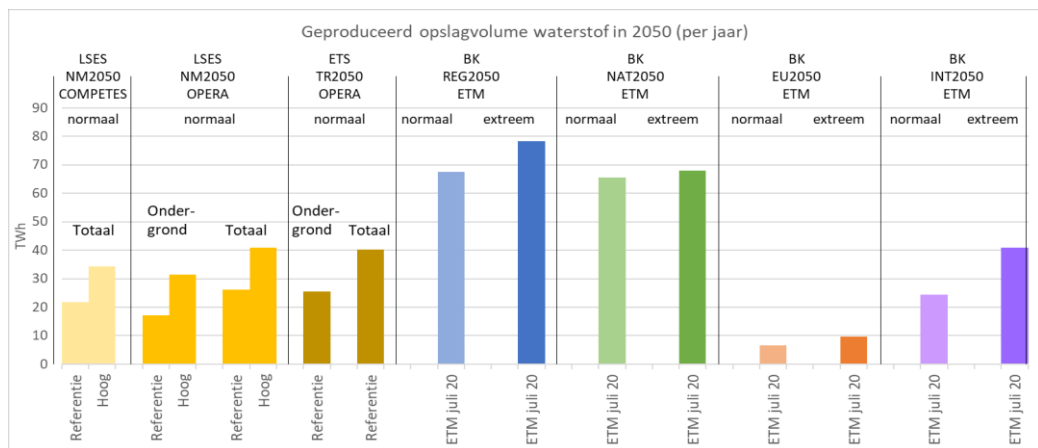
5.2.2 Waterstofopslag in 2050

Uitkomsten

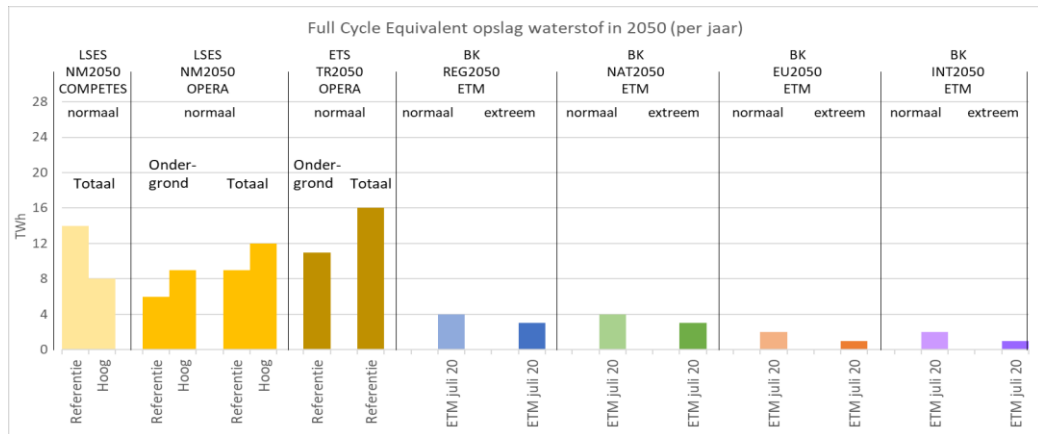
De grafieken in Figuur 5.2a-c en Tabel 5.2 presenteren de benodigde waterstofopslag in het jaar 2050 (volgens de verschillende scenario's en modellen in LSES, ETS en BK). In tegenstelling tot de 2030-scenario's, zijn er in dit geval grote verschillen in de randvoorwaarden en aannames. In combinatie met de verschillende modelkenmerken leidt dit tot een grote bandbreedte in de resultaten.



Figuur 5.2a: Totale opslagcapaciteit van waterstof in 2050 volgens de scenario's van LSES, ETS en BK. Referentie: base case scenario. Hoog: maximale opslag volgens gevoeligheidsanalyse. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.



Figuur 5.2b: Totaal opslagjaarvolume waterstof in 2050 volgens de scenario's van LSES, ETS en BK. Deze waarden zijn niet beschikbaar voor de BK-rapportversie. Referentie: base case scenario. Hoog: maximale opslag volgens gevoeligheidsanalyse. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.



Figuur 5.2c: Totaal aantal FCE voor waterstofopslag in 2050 volgens de scenario's van LSES, ETS en BK. Deze waarden zijn niet beschikbaar voor de BK-Rapport versie. Referentie: base case scenario. Hoog: maximale opslag volgens gevoeligheidsanalyse. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.

Scenario / Variant	Input	Maximale opslag-capaciteit (TWh)	Totaal productie opslagvol. per jaar (TWh)	Full Cycle Equivalent (aantal)	Maximale productiecapaciteit		Maximale injectiecapaciteit	
					(GWh/h)	(GWh/dag)	(GWh/h)	(GWh/dag)
LSES NM2050 COMPETES Referentie	Totaal	1,5	21,7	14	8,6	-	4,5	-
LSES NM2050 COMPETES Hoog	Totaal	4,3	34,3	8	23,4	-	6,7	-
LSES NM2050 OPERA Referentie	Ondergrond Totaal	2,9 2,9	17,1 26,2	6 9	21,2 9	-	13,2 2	-
LSES-OP NM2050 OPERA Hoog	Ondergrond Totaal	3,4 3,4	31,5 40,8	9 12	-	-	-	-
ETS TR2050 OPERA Referentie	Ondergrond Totaal	2,4 2,4	25,6 40,3	11 17	-	-	-	-
BK REG2050 ETM Normaal	Rapport ETM juli 2020	26 17,2	- 67,4	- 4	- 58,6	- 985	- 25,5	- 504
BK REG2050 ETM Extreem	Rapport ETM juli 2020	29 30,3	- 78,3	- 3	- 51,8	- 947	- 33	- 640
BK NAT2050 ETM Normaal	Rapport ETM juli 2020	16 15,2	- 65,5	- 4	- 59,5	- 1067	- 21,6	- 510
BK NAT2050 ETM Extreem	Rapport ETM juli 2020	22 26,3	- 67,9	- 3	- 54,6	- 1050	- 30,1	- 689
BK EU2050 ETM Normaal	Rapport ETM juli 2020	2 4,2	- 6,6	- 2	- 8,5	- 155	- 3,1	- 63
BK EU2050 ETM Extreem	Rapport ETM juli 2020	2 8,4	- 9,7	- 1	- 9,5	- 165	- 4,1	- 84
BK INT2050 ETM Normaal	Rapport ETM juli 2020	12 15,9	- 24,4	- 2	- 48,8	- 754	- 6,9	- 143
BK INT2050 ETM Extreem	Rapport ETM juli 2020	21 32,9	- 40,9	- 1	- 52,8	- 896	- 10,9	- 230

Tabel 5.2: Overzicht van de benodigde waterstofopslag in 2050 volgens de scenario's berekend in LSES, ETS en BK. Referentie: base case scenario. Hoog: maximale opslag volgens gevoeligheidsanalyse. Normaal: standaard weerpatroon. Extreem: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.

- De 2050-scenario's die uitgaan van een grote inzet van waterstof (productie uit wind en zon, via aardgasomzetting of via import) resulteren allemaal in een significante groei van de benodigde waterstofopslagcapaciteit ten opzichte van 2030. De groeifactor in deze scenario's is ca. 23 – 40 met een uitschieter van 70 in het door OPERA berekende NM2050-scenario van LSES. In de scenario's NM2050, TR2050, REG2050 en NAT2050 wordt alle waterstof geproduceerd uit (overtollige) hernieuwbare elektriciteit. In INT2050 wordt alle waterstof geïmporteerd.
- In het EU2050-scenario van BK groeit de geïnstalleerde opslagcapaciteit met een factor 4,2 – 8,8 ten opzichte van het BK-KA2030-scenario (dit is afhankelijk van of de waarde in het rapport of uit het ETM-model wordt gevolgd). Hierin wordt waterstof voor het grootste deel geproduceerd uit aardgas of geïmporteerd. Een klein deel wordt geproduceerd uit overtollige hernieuwbare elektriciteit.
- Figuur 5.2a laat zien dat er grote verschillen bestaan tussen de totaal geïnstalleerde waterstofopslagcapaciteit van de studies van LSES en ETS en de studie van BK. De door LSES en ETS berekende opslagcapaciteit bedraagt ca. 1,3 – 4,3 TWh (oftewel 0,43 – 1,5 miljard m³). In de BK-scenario's met grote waterstofvraag is er sprake van een opslagcapaciteit van ca. 15 – 26 TWh (oftewel 5,0 – 8,7 miljard m³) bij een standaard weerprofiel en maximaal 32,9 TWh (ca. 11 miljard m³) in een extreem weerjaar. Daarmee is de gemiddelde opslagcapaciteit voor het bieden van leveringszekerheid bij BK een factor 7,3 hoger dan de gemiddelde opslagcapaciteit in LSES en ETS (op basis van de referentiecasis en een standaard weerjaar).
- Kijkend naar dezelfde 2050-scenario's, valt het op dat de verschillen tussen de opslagjaarvolumes (Figuur 5.2b) relatief gering zijn vergeleken met de verschillen in opslagcapaciteit, nl. ca. 16,1 – 40,8 TWh bij LSES en ETS, versus 24,4 – 67,4 TWh bij BK (maximaal 78,3 TWh in een extreem weerjaar). Dit impliceert dat de opslagcapaciteit in het OPERA- en het COMPETES-model veel meer cyclisch wordt ingezet dan in het ETM-model met gemiddeld 6 – 16 FCE op basis van LSES en ETS en 1 – 4 FCE op basis van BK (Figuur 5.2c).
- In het EU2050-scenario is sprake van een beduidend kleinere waterstofopslagcapaciteit dan in de overige BK-scenario's (2,0 tot max. 8,4 TWh). Het totale opslagjaarvolume (6,6 tot max. 9,7 TWh) is significant lager dan alle andere scenario's (inclusief LSES en ETS).

Onderlinge vergelijking van scenario's en uitkomsten

De verschillen in berekende opslagcapaciteit bij LSES en ETS enerzijds en BK anderzijds komen met name voort uit de wijze waarop de modellen de inzet van opslag en andere flexibiliteitsopties bepalen. Het OPERA- en het COMPETES-model gaan uit van een brede range aan flexibiliteit- en opslagtechnologieën (bijvoorbeeld interconnectie, vraagsturing, diverse vormen van opslag) waaruit de modellen kunnen kiezen. Op basis van scenario- en technologierandvoorwaarden wordt een optimalisatie uitgevoerd om een palet aan opties te definiëren waarmee het energiesysteem in balans is tegen laagste kosten. Het ETM gaat eveneens uit van vooraf vastgestelde scenario- en technologierandvoorwaarden maar voert geen kostenoptimalisatie uit. De technologieopties voor het bieden van flexibiliteit (bijvoorbeeld waterstofopslag) zijn vooraf gedefinieerd als onderdeel van het scenario. De mate waarin deze opties worden ingezet (vermogen/capaciteit) volgt uit de simulatie.

Naast de werking van de modellen wordt de bandbreedte van berekende opslagcapaciteit binnen de individuele studies (en modellen) bepaald door de verschillende scenariodefinities en onderzochte gevoeligheden en weervarianten.

Een direct (kwantitatief) vergelijk tussen de uitkomsten van BK en LSES is alleen mogelijk voor het NAT2050-scenario en het daarvan afgeleide NM2050-scenario. De bevindingen zullen mogelijk ook van toepassing zijn op het REG2050-scenario, omdat hier eveneens wordt uitgegaan van een groot aandeel groene waterstof uit hernieuwbare elektriciteit (zon en wind).

De scenario's EU2050 en INT2050 importeren waterstof en/of produceren dit uit aardgas (SMR). Daarmee wijkt de aard van het aanbodprofiel in deze scenario's sterk af van de andere twee BK-scenario's (o.a. vlakker aanbodprofiel) en is een directe vergelijking met LSES-NM2050 niet mogelijk. In het EU2050-scenario wordt de rol van waterstof(opslag) voor een belangrijk deel overgenomen door inzet van import en opslag van (groen) aardgas (zie Hoofdstuk 7). In INT2050 is er eveneens minder noodzaak voor flexibiliteit om het variabele aanbod van hernieuwbare elektriciteit aan te laten sluiten op de vraag. Waterstofopslag heeft hier, net als in de huidige situatie met aardgas, wel een belangrijke functie om in de seizoensgebonden warmtevraag (gebouwde omgeving) te voorzien.

Verklaring verschillen LSES-NM2050 en BK-NAT2050

In het doorgerekende LSES-NM2050 scenario wordt de noodzaak voor een omvangrijke geïnstalleerde waterstofopslagcapaciteit voor een belangrijk deel vermeden door inzet van alternatieve flexibiliteitsopties (m.n. interconnectiviteit en vraagsturing) waarmee het grootschalige patroon in vraag/aanbodverschillen (cumulatief residu) kan worden gedempt. Daar tegenover staat een meer kort-cyclische benutting van waterstofopslag (relatief meer geproduceerd jaarvolume per eenheid geïnstalleerde capaciteit). In BK-NAT2050 wordt waterstofopslag beschouwd als de enige mogelijkheid om de onbalans tussen seizoenen op te vangen waardoor het model ook resulteert in een grotere opslagcapaciteit. De invloed van de belangrijkste flexibiliteitsopties op de uitkomst van LSES-NM2050 wordt hieronder kort toegelicht. Een uitgebreide analyse en toelichting wordt gegeven in het LSES-rapport "The role of large-scale energy storage in the energy systems of the Netherlands 2030-2050"⁴⁰:

1. Indien het OPERA- en COMPETES-model bij LSES-NM2050 geen extra flexibiliteitsopties inzetten (anders dan conversie en opslag van waterstof), dan wordt de status van opslag puur bepaald door het variabele aanbod (wind, zon) en de variabele vraag (warmte en elektriciteit). In deze situatie zou de geïnstalleerde grootschalige energieopslagcapaciteit (in dit geval waterstof) ca. 19 TWh moeten bedragen en wordt er jaarlijks in totaal ca. 99 TWh uit opslag geproduceerd (resultierend in een FCE van 5). Dit ligt in dezelfde orde grootte als de berekende waterstofopslagcapaciteit in BK-NAT2050.
2. Door Europese interconnectie (import/export van elektriciteit, zoals berekend volgens het COMPETES-model) toe te voegen als flexibiliteitsoptie, kan mogelijk een belangrijk deel van de onbalans tussen vraag en aanbod op kosten-efficiënte wijze worden verlaagd. Dit resulteert tevens in een demping van het seizoensgebonden patroon in de onbalans en een verlaging van de benodigde geïnstalleerde opslagcapaciteit tot ca. 13 TWh (opslagjaarvolume van ca. 60 TWh). Hierbij moet worden gezegd dat dit geldt onder de aanname dat directe uitwisseling van elektriciteit over heel Europa mogelijk is (het zg. "koperen-plaatmodel"). Deze aanname betreft een ideale omstandigheid die in de praktijk waarschijnlijk niet volledig haalbaar is. Met de gevoeligheidsanalyse is onderzocht wat de impact zou

⁴⁰ <https://publications.tno.nl/publication/34637699/Xi7BTQ/TNO-2020-P11106.pdf>

zijn van een beperktere interconnectie-capaciteit tussen landen (zie punt 6 hieronder).

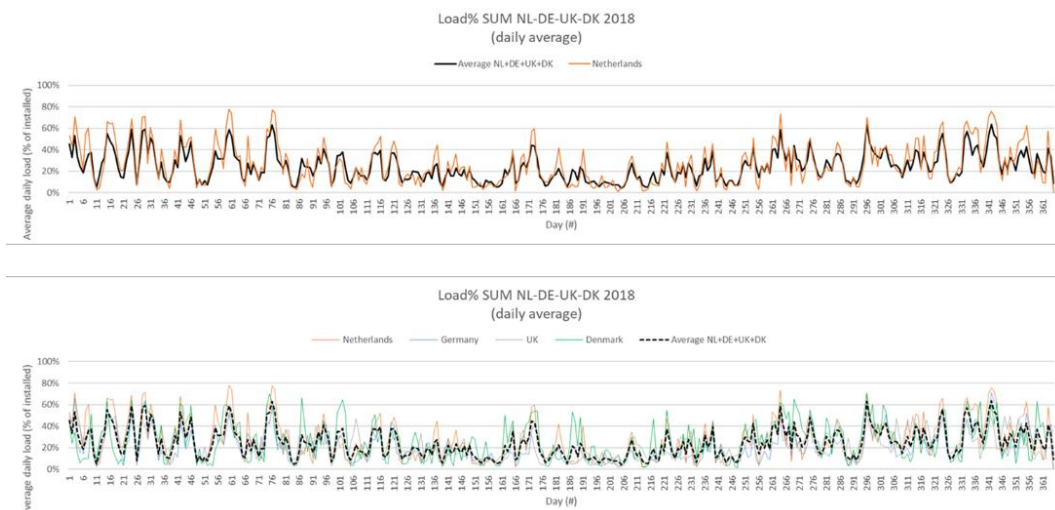
3. De inzet van vraag-sturing is een andere belangrijke (en kosten-efficiënte) optie die een groot deel van de seizoensgebonden onbalans reduceert. Enerzijds gebeurt dit door de inzet van boilers die een belangrijk deel van hernieuwbare elektriciteitsoverschotten (wind) tijdens de wintermaanden omzetten naar warmte voor de gebouwde omgeving (elektriciteitsaanbod is hiermee beter in staat om de vraag te volgen). Anderzijds gebeurt dit door de omzetting van overtollige elektriciteit naar waterstof, die daarna voor een deel weer wordt omgezet in synthetische brandstoffen (Power-to-Fuels). Met name door het flexibele karakter en omvangrijke vermogen van synthetische brandstoffenproductie, is het volgens de COMPETES- en OPERA-modellering mogelijk om de waterstofvraag te laten volgen op de waterstofproductie (uit elektriciteit) en daarmee de onbalans significant te dempen.
4. De resulterende onbalans tussen productie van waterstof en vraag naar waterstof (na inzet voor warmtevraag industrie, transport en productie van synthetische brandstoffen) vergt een geïnstalleerde opslagcapaciteit van 2,9 TWh en een totaal opslagjaarvolume van 17 TWh (= referentie scenario). Hierbij kan worden opgemerkt dat de opslagen bij LSES meer met meer cycli worden gerund dan bij BK. Het verschil in totaal geproduceerd jaarvolume tussen LSES en BK is relatief kleiner.
5. Uiteindelijk is er nog de (kort-cyclische) inzet van batterijen (elektrische auto's) die de resterende verschillen tussen aanbod en vraag van elektriciteit accommoderen (totale elektrische opslagcapaciteit van ca. 1 TWh met een opslagjaarvolume van 30 TWh).
6. Om te onderzoeken wat de invloed is van minder ideale omstandigheden, zijn ook modelberekeningen uitgevoerd waarbij de toegestane capaciteit voor interconnectie of vraagsturing wordt beperkt. Hiermee blijft de benodigde geïnstalleerde waterstofopslagcapaciteit nog steeds relatief laag (maximaal 3,4 - 4,3 TWh).

De beduidend lagere waterstofopslagcapaciteit volgens de LSES-modellering met COMPETES en OPERA komt dus met name voort uit de uitkomst dat de inzet van interconnectie en vraagsturing (P2H via boilers en P2Fuels via productie synthetische brandstoffen uit groene waterstof) een grote invloed kunnen hebben op het seizoensgebonden patroon in vraag/aanbod verschillen (cumulatief residu). Bij deze bevinding worden de volgende opmerkingen geplaatst:

- Bij de modellering en optimalisatie wordt echter uitgegaan van ideale omstandigheden voor interconnectie (koperen plaat) en een perfect vooruitzicht op de inrichting van het energiesysteem in 2050. Kan de uitwisseling van elektriciteit tussen EU-landen in de praktijk gerealiseerd worden of is er juist sprake van gelijktijdige overschotten en tekorten waardoor het probleem van onbalans juist versterkt wordt? Figuur 5.3 laat bijvoorbeeld zien dat de opwek van windenergie over het jaar sterk gelijk kan lopen tussen Nederland, Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk. Het is derhalve aan te bevelen om een doorrekening te maken waarin de interconnectie alleen mogelijk is met direct omringende landen.
- In het OPERA-model wordt aangenomen dat er een forse mate van flexibiliteit aanwezig is bij de productie van synthetische brandstoffen. Het is zeer de vraag of dit in de praktijk ook realiseerbaar is.

- In het ETM-model wordt doorgaans een negatief energieresidu gezien tijdens de wintermaanden en een positief residu tijdens de zomermaanden (pers. comm. Gasunie). Dit zou de mogelijkheid voor inzet van elektrische boilers verkleinen. Grootschalige inzet zal ook resulteren in een zeer grote belasting op de distributienetten.
- In de LSES-studie wordt geen rekening gehouden met onzekerheden in vraag en aanbod die voortkomen uit afwijkende weerprofielen over het jaar heen (tegenvallende opbrengst wind/zon, grote warmtevraag bij zeer koude winters). De scenario's in de BK-studie laten zien dat dergelijke variaties een grote invloed hebben op de benodigde opslag van waterstof.
- Doordat de geïnstalleerde opslagcapaciteit bij BK beduidend groter is, zal het energiesysteem ook beter voorbereid zijn op onverwachte situaties dan het sterk geoptimaliseerde systeem bij LSES. Dit houdt ook verband met de mogelijke aanleg van opslagreserves die in de volgende paragraaf worden besproken.

Zowel LSES als BK laten zien dat er in 2050 een grote behoefte en noodzaak is voor balancering van elektriciteit. In termen van waterstof opslagcapaciteit betreft dit een volume van ca. 15 TWh (normaal weerjaar) tot 26 TWh (extreem weerjaar) in het NAT2050-scenario en het daar van afgeleide NM2050-scenario. De gebruikte modellen in LSES laten zien dat er mogelijkheden zijn om de geïnstalleerde waterstofopslagcapaciteit als ook de kosten van energievoorziening te reduceren door efficiënte inzet van alternatieve flexibiliteit. Dit voegt een extra dimensie toe aan het speelveld dat door BK wordt geschetst. De uitkomsten van LSES worden hier beschouwd als een theoretisch minimum vanwege het sterk geoptimaliseerde energiesysteem en de overwegend gunstige aannames.



Figuur 5.3: Overzicht van windenergieprofielen voor het jaar 2018 in Nederland, Duitsland, Engeland en Denemarken. De waarde is weergegeven als percentage van de geïnstalleerde capaciteit. Het figuur laat duidelijk zien dat de pieken en dalen sterk overlappen (bronnen: <https://transparency.entsoe.eu>, www.energidaservice.dk, www.bmreports.com, energy-charts.info).

Projectie van inzichten uit LSES-NM2050 op de andere scenario's

Het OPERA- en COMPETES-model zijn niet toegepast op de andere BK-scenario's en daardoor is een direct (kwantitatief) vergelijk niet mogelijk. Op basis van de beschikbare informatie en scenario-definities wordt de volgende kwalitatieve inschatting gemaakt:

- In BK-REG2050 is eveneens sprake van een groot vermogen wind en zon voor opwek van hernieuwbare elektriciteit, maar met een groter aandeel zon-PV. Dit scenario zet sterk in op aanleg van warmtenetten met meer basislast warmte uit geothermie en restwarmte. Dit maakt het mogelijk lastiger om boilers in te zetten als flexibiliteitsoptie. Er is sprake van een krimpemde energie-intensieve industrie (ten opzichte van nu) hetgeen ook invloed heeft op de beschikbare capaciteit voor productie van synthetische brandstoffen. De verwachting is dat de inzichten uit NM2050 wel toepasbaar zijn, zij het in mindere mate.
- De scenario's BK-EU2050 en BK-INT2050 worden gekenmerkt door een veel geringer aandeel hernieuwbare elektriciteit (zon en wind). Daarmee is de noodzaak om onvoorspelbare variaties in elektriciteitsproductie op te vangen ook geringer. De balansvraag is met name gekoppeld aan de variabele warmtevraag die een seizoensgebonden patroon heeft. Omdat BK uitgaat van een vlak (constant) importprofiel, is opslag de voornaamste optie om balans tussen winter en zomervraag te balanceren, hetgeen ook leidt tot een relatief grote opslagcapaciteit (minder in BK-EU2050 omdat waterstof hier ondergeschikt is aan de inzet van aardgas/groengas). De inzichten uit NM2050 zijn derhalve naar verwachting zeer beperkt toepasbaar.
- Tenslotte kunnen we de vergelijking trekken met het TR2050 en AD2050 scenario van ETS. Voor TR2050 geldt dat de berekende opslagcapaciteit vergelijkbaar is met LSES-NM2050. Dit is logisch want dit scenario heeft veel overeenkomsten (veel wind/zon en productie van groene waterstof). Daarom zal het model waarschijnlijk vergelijkbare keuzes maken bij de inzet van flexibiliteitsopties. Voor AD2050 geldt dat waterstof m.n. uit aardgas wordt geproduceerd (in combinatie met CCS). Omdat productie van waterstof met SMR (en ATR) waarschijnlijk een vrij constant karakter heeft (het betreft nauwkeurig ingeregelde processen die gevoelig zijn voor veranderingen) zal er, net als bij BK-INT2050, opslag nodig zijn om de variabele vraag te bedienen. Productie van synthetische brandstoffen is minder relevant door de grotere rol voor fossiele energie. De inzichten van NM2050 zijn hier waarschijnlijk zeer beperkt toepasbaar.

Alles samengenomen, beperken de bovenstaande vergelijkingen tussen LSES-NM2050 en de overige BK-scenario's zich tot kwalitatieve indicaties. Het is daarom aan te bevelen om ook deze BK-scenario's en de alternatieve weersprofielen apart door te rekenen met het OPERA- en COMPETES-model. Hiermee is een directe (kwantitatieve) vergelijking over het hele, door BK geschetste speelveld mogelijk.

5.3 Opslag in het kader van aanbodzekerheid

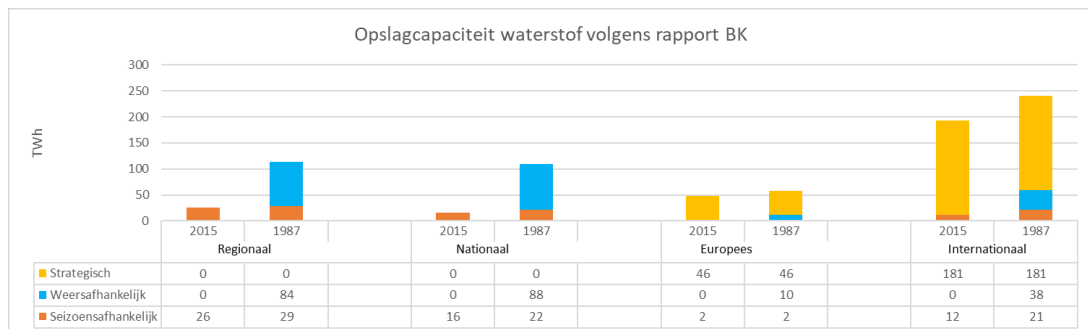
Geen van de gebruikte energiesysteemmodellen geeft een inzicht in de vraag naar eventuele extra opslagreserves naast de capaciteit voor vraag-aanbod balans. De modellen gaan er allemaal van uit dat er te allen tijde voldoende aanbod is en bekijken vervolgens hoe dit aanbod over het jaar heen kan worden aangesloten op de vraag. In het geval dat er een tekort in aanbod is, biedt het ETM-model ruimte om binnen de gestelde randvoorwaarden extra productiemiddelen of import in te schakelen (bijvoorbeeld in het geval van de extreme weersscenario's).

In het rapport van BK worden wel uitspraken gedaan over de mogelijk benodigde extra opslagcapaciteit om aanbod te verzekeren bij grote afhankelijkheid van import of eventuele noodzaak om extra aanbod te bieden als de binnenlandse productiemiddelen te kort

schieten, bijvoorbeeld door afwijkende weersituaties. De inzichten volgen niet direct uit het ETM-model, maar de modelresultaten zijn wel gebruikt in de redenatielijn.

5.3.1 Redenatielijnen voor opslagreserves in Berenschot & Kalavasta

Naast de normale opslagcapaciteit voor leveringszekerheid (“seizoensafhankelijke opslag”), definieert BK twee categorieën die zich laten beschrijven als opslagreserves samenhangend met aanbodverzekering, nl. “weersafhankelijke opslag” en “strategische opslag”. Figuur 5.4 toont de opslagcapaciteit voor alle drie de categorieën in één overzicht.



Figuur 5.4: Overzicht van alle opslagcategorieën zoals gerapporteerd in BK.

Hieronder worden de redenatielijnen voor weersafhankelijke en strategische opslag kort samengevat:

- **Weersafhankelijke opslag:** De scenario's REG2050 en NAT2050 gaan met hun verhaallijn uit van volledige zelfvoorzienendheid (geen import). In de extreme weerscenario's daalt enerzijds de opbrengst van waterstof uit zon en wind en stijgt anderzijds de vraag naar waterstof voor warmtevoorziening vanwege zeer koude winters. Het gevolg is dat het ETM-model alleen voldoende aanbod over het hele jaar kan genereren door waterstof te importeren. In het BK-rapport is ervoor gekozen om deze import feitelijk uit binnenlandse opslag te laten komen zodat de verhaallijn van zelfvoorzienendheid in stand blijft (N.B. dat kan uiteraard alleen als de opslagen ook gevuld worden met binnenlandse productieoverschotten in “goede” jaren). Deze opslagcapaciteit voor waterstof kan dan ook worden gezien als een reserve (aanbodverzekering) in tijden van ongunstige weersomstandigheden.
- **Strategische opslag:** In de scenario's EU2050 en INT2050 wordt een belangrijk deel van het waterstofaanbod (en andere energiebronnen zoals aardolie, biomassa en aardgas) verkregen via import. In deze gevallen illustreert het rapport van BK hoeveel strategische opslagreserve beschikbaar zou moeten zijn om het volledige importvolume voor één jaar verbruik te kunnen zekerstellen (bijvoorbeeld in het geval van een grootschalig geopolitiek conflict).

De gerapporteerde waarden voor deze extra reserves in opslagen zijn indicatief. De aanleg van deze capaciteit hangt ten eerste af van strategische en beleidsmatige keuzes. Daarnaast kan worden overwogen om een deel van deze zekerstelling op een andere manier te realiseren, bijvoorbeeld door diversificatie van import en productiemiddelen.

5.3.2 Beschouwing reserve-opslagcapaciteit voor aanbodzekerheid

In dit rapport wordt slechts een indicatie gegeven voor eventueel benodigde extra waterstofreserves om uitzonderlijke situaties op te vangen waarbij het aanbod wordt verstoord. Hiervoor is een gedegen risicoanalyse nodig inclusief i) een bepaling van de kans dat aanbod verstoord raakt, ii) de verwachte omvang en impact van zo'n verstoring en iii) de mate waarin de maatschappelijke en economische gevolgen acceptabel worden geacht

(risiconorm) of kunnen worden gemitigeerd met alternatieve oplossingen. Binnen de Europese wetgeving⁴¹ zijn landen o.a. verplicht om een zogenaamde N-1 analyse te verrichten op hun energiesysteem om levering- en aanbod garanties te bieden bij eventuele uitval van het belangrijkste (grootste) element in de energie-infrastructuur (bijvoorbeeld een cruciaal connectiepunt voor import). Netbeheerders waaronder Gasunie en Tennet voeren deze analyses regelmatig uit om de planning en inzet van nieuwe infrastructuur te beoordelen⁴².

Weersafhankelijke en strategische opslag volgens rapport BK

De gerapporteerde capaciteit voor weersafhankelijke opslag in de scenario's REG2050 (84 TWh of ca. 28 miljard m³) en NAT2050 (88 TWh of ca. 29 miljard m³) is zeer groot ten opzichte van de opslag die nodig is voor vraag-aanbodbalans in een standaard weerjaar (gemiddeld ca. een factor 4 hoger) (Figuur 5.4). Hetzelfde geldt voor de indicatie voor strategische opslag, met een uitschieter van 181 TWh (ca. 61 miljard m³) in het scenario INT2050. Bij het aanleggen van een dergelijk groot opslagvolume zal rekening moeten worden gehouden met een aantal zaken:

- Kan de opslagcapaciteit binnen redelijke termijn worden gevuld met import of overschotten in gunstige jaren? Uit de oorspronkelijke ETM-modellen die de basis voor het rapport vormen (versie december 2019) volgt dat er in een standaard weerjaar in NAT2050 en REG2050 respectievelijk ca. 11 – 27 TWh waterstof wordt geëxporteerd (overproductie). Hiermee zou onder gunstige omstandigheden de weersafhankelijke opslagcapaciteit in 3 – 8 jaar kunnen worden gevuld. In de gereviseerde ETM-model- en scenarioversie (publicatie juli 2020) is geen of slechts beperkt overschot in waterstofproductie (0 – 6,4 TWh). Dit betekent dat het vullen van de opslagcapaciteit mogelijk afhankelijk is van geïmporteerd waterstof dan wel blauwe of grijze waterstof (op basis van aardgas). Om de strategische opslagcapaciteit van 181 TWh bij INT2050 te vullen, zal de import van waterstof meerdere jaren moeten worden opgehoogd. Bij 20% meer import over een gemiddelde van 160 TWh import per jaar (INT2050 exclusief bunkers en kerosine), zal dit 5 – 6 jaar in beslag nemen.
- Is deze opslagcapaciteit maatschappelijk en economisch te verantwoorden? In dit geval moet worden bedacht het gaat om capaciteit die zeer incidenteel zal worden aangesproken (het betreft immers een uitzonderlijke weersituatie over het hele jaar). Het is goed mogelijk dat het volume voor lange tijd onbenut in de ondergrond verblijft terwijl er wel kosten voor aanleg en onderhoud van de opslag zijn. Naast het feit dat waterstof een zeer kostbare energiedrager is om te produceren, gaat de aanleg van een dergelijke capaciteit (nieuwe locaties of bestaande gasopslagen) ook nog eens gepaard met een enorme investering en mogelijk een zeer groot ruimtebeslag (zie Paragraaf 5.4). Dit geldt niet alleen voor de opslag zelf, maar ook voor de infrastructuur (o.a. centrales, distributie) die het opslagvolume naar de eindgebruiker brengen. Uiteindelijk is dit mede een aspect dat meetelt bij de afweging omtrent de kosten en gevolgen van een eventuele langdurige black-out of onderbreking van aanbod en de alternatieve oplossingen die beschikbaar zijn om dat te voorkomen of te mitigeren.

Bestaande verhoudingen voor opslag versus verbruik

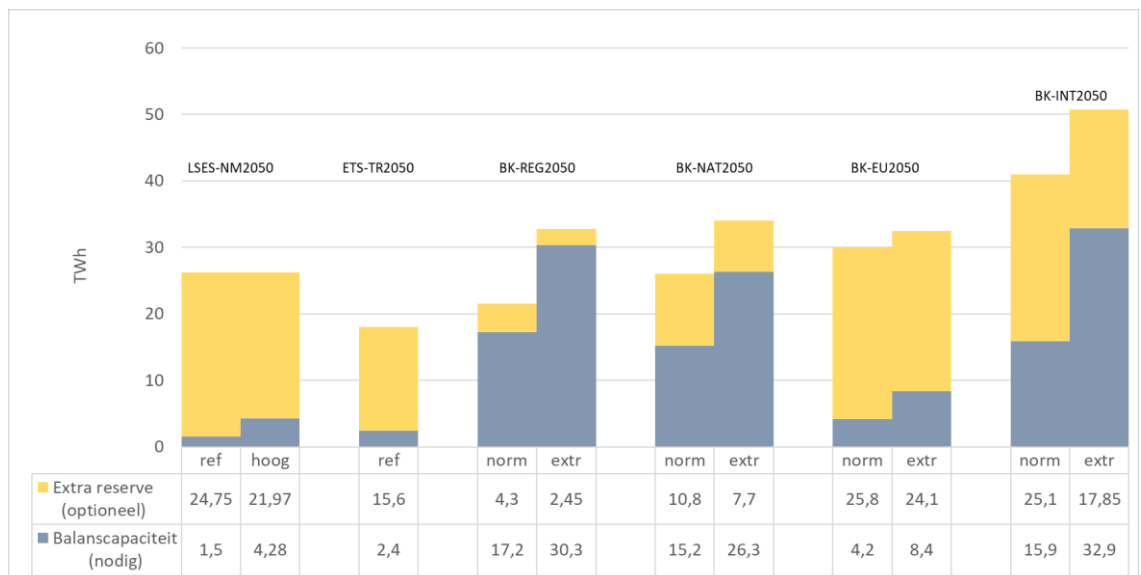
In Nederland en de rest van Europa worden momenteel grote volumes aan aardgas en aardolie opgeslagen.

⁴¹ European regulation (994/2010/EU article 8(2))

⁴² O.a. Van der Sar, N.M., 2014. Risk assessment 2014. Gasunie Transport Service B.V., Groningen.

- Voor aardolie geldt een Europese verordening dat een land toegang heeft tot een strategische reserve om 90 dagen in het verbruik te voorzien (essentiële toepassingen). Dit komt overeen met ongeveer 25% van het jaarverbruik. Deze strategische reserve is gerelateerd aan het feit dat deze landen niet over eigen middelen beschikken om aardolie te produceren.
- Voor aardgas bestaat geen verplichting om een strategische reserve aan te leggen. Gemiddeld genomen omvat het huidige aardgasopslagvolume in Nederland zo'n 25 – 35% van het totale binnenlandse verbruik. Dit volume betreft zowel balanscapaciteit als opslag met een (puur) commercieel doel (bijv. internationale handel of arbitrage). In heel Europa ligt de verhouding tussen opslag en verbruik ongeveer in dezelfde range⁴³.

Figuur 5.5 laat zien hoeveel extra (reserve) opslagcapaciteit nodig zou zijn om de berekende waterstof opslagcapaciteit voor vraag/aanbod balans (Paragraaf 5.2) aan te vullen tot een totale opslagcapaciteit ter grootte van 25% van het totale waterstofverbruik (inclusief non-energetisch binnen de industrie). Voor de BK-scenario's is hierbij uitgegaan van de gegevens uit de meest recent gepubliceerde ETM-modeldata (juli 2020). In LSES is het waterstofverbruik bepaald op basis van de uitkomsten van het OPERA-model en is de opslagbandbreedte gekozen op basis van het OPERA- en COMPETES-model samen.



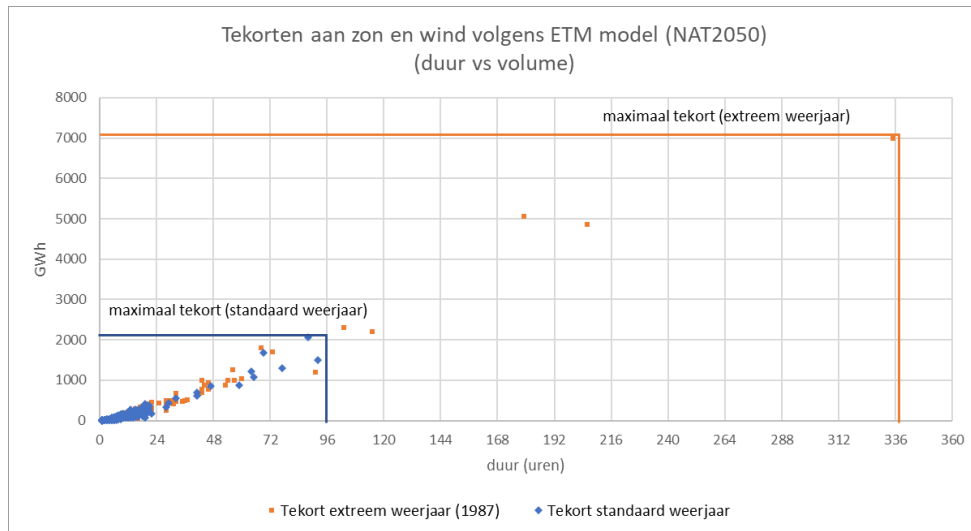
Figuur 5.5: Overzicht van aanvullende opslagcapaciteit om tot 25% van het totale jaarverbruik te komen. Ref: base case scenario. Hoog: maximale opslag volgens gevoeligheidsanalyse. Norm: standaard weerpatroon. Extr: weerpatroon met Dunkelflaute en strenge winter.

De keuze voor 25% is slechts een voorbeeld en afgeleid van de huidige situatie voor aardolie en aardgas. De uiteindelijk wenselijke strategische opslagcapaciteit zal afhangen van een groot aantal aanvullende factoren en keuzes (zie Paragraaf 4.1.2) die geen onderdeel zijn van deze studie.

⁴³ Percentage is afgeleid van totaal aardgasverbruik in EU (<https://ec.europa.eu/eurostat>) en geïnstalleerde ondergrondse opslag zoals vermeld in www.gie.eu. Totaal aardgasverbruik: <https://www.statista.com/statistics/265406/natural-gas-consumption-in-the-eu-in-cubic-meters/>

Strategische verzekering voor een langdurig gebrek aan hernieuwbare opwek van elektriciteit

Op basis van de uurprofielen van het NAT2050-scenario uit ETM is bepaald wat de duur is van de intervallen waarin het aanbod wind niet kan voldoen aan de vraag naar energie (elektriciteit). Dit is afgezet tegen het totale tekort aan energie voor ieder van deze tijdsintervallen. Dit is weergegeven in Figuur 5.6.



Figuur 5.6: Overzicht van intervallen waarbij de opwek uit wind- en zon onvoldoende is om in de vraag te voorzien.

In dit voorbeeld wordt gekeken hoeveel extra waterstofopslagcapaciteit er nodig zou zijn om een langere periode zonder wind en zon volledig op te vangen in de situatie dat bij aanvang van die periode de reguliere opslagen leeg zijn. Met het standaard weerscenario zou in dit geval zou een extra opslagcapaciteit van ca. 2 TWh (0,67 miljard m³) beschikbaar moeten zijn voor een periode van ca. 4 dagen. Met het extreme weerscenario zou een *Dunkelflaute* periode van ca. 14 dagen een extra capaciteit van 7 TWh (2,3 miljard m³) vergen.

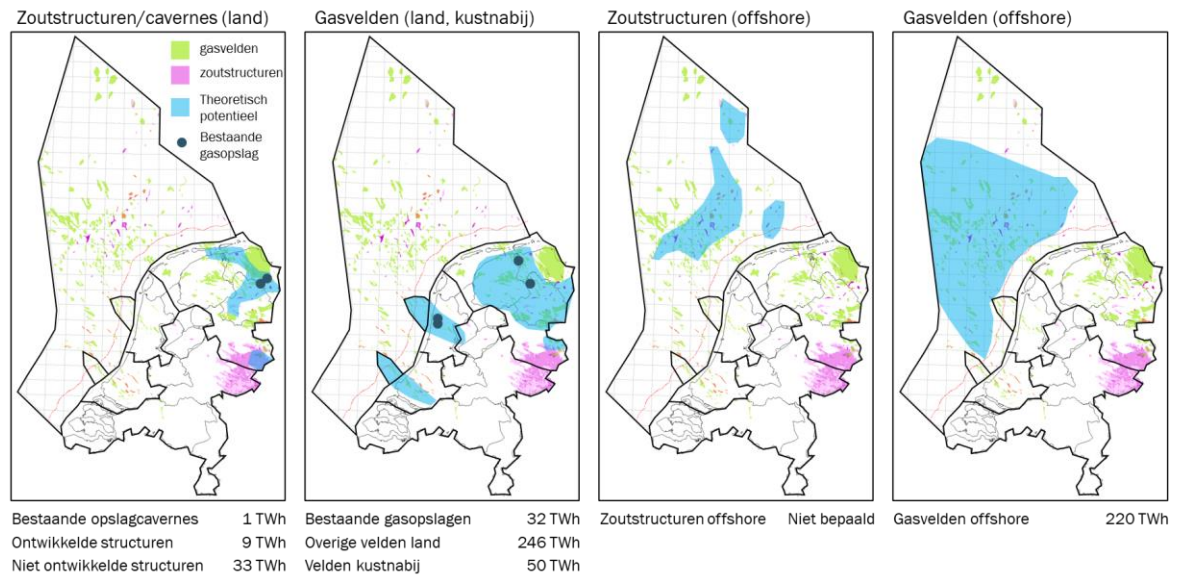
5.4 Beschikbare opslagcapaciteit in gasvelden en zoutcavernes

5.4.1 Inleiding

In 2018 is een uitgebreide verkenning uitgevoerd naar de technische geologische opslagcapaciteit voor waterstof in Nederlandse gasvelden en zoutstructuren⁴⁴. Uit deze verkenning kwam naar voren dat Nederland in theorie een groot ondergronds potentieel heeft om waterstof op te slaan (zie samenvatting in Paragraaf 1.4 en Figuur 5.7). In het algemeen is het belangrijk om te vermelden dat dit potentieel niet gelijk staat aan de capaciteit die in de praktijk gerealiseerd kan worden (zie ook Paragraaf 5.5). De uitkomsten van de verkenning geven met name inzicht in de keuzeruimte om locaties voor opslagprojecten te selecteren.

Deze studie bouwt voort op de uitkomsten van de 2018-studie van TNO/EBN (OPVIS-1) en recente onderzoeken naar de techno-economische prestaties van waterstofopslag als onderdeel van het TKI-project “Large Scale Energy Storage” (LSES).

⁴⁴ TNO/EBN 2018, Ondergrondse opslag in Nederland: een technische verkenning



Figuur 5.7: Samenvatting van theoretisch potentieel voor waterstofopslag in (nieuwe aan te leggen) zoutcavernes en gasvelden. De blauwe gebieden geven de zones weer waarbinnen de zoutformaties en gasvelden voorkomen. De zwarte punten tonen de locaties van bestaande aardgas- en stikstofopslagen.

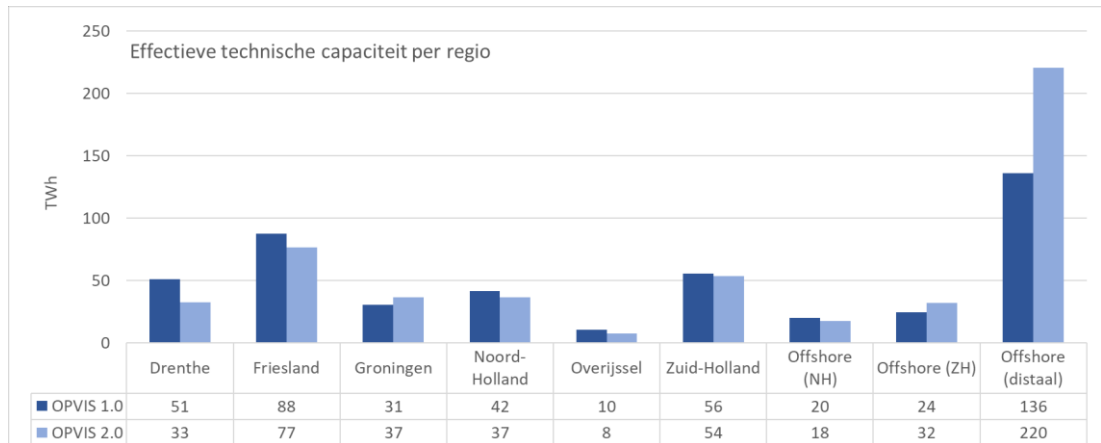
5.4.2 Herziening waterstofwerk volumes in gasvelden

In het LSES-project is de rekenmodule zoals gebruikt in de OPVIS-1-studie verbeterd en uitgewerkt in de vernieuwde tool GaSP⁴⁵. Naast een meer integrale doorrekening van het gehele opslagsysteem, kan de module nu direct werken met verschillende soorten gassen, zoals waterstof. In de eerdere module werd gerekend op basis van aardgas en werd de waterstofopslagcapaciteit (werkvolume) ingeschat op basis van een generieke omrekenfactor (0,85). Met de specifieke eigenschappen van puur waterstofgas verandert ook het stroomgedrag in productie- en injectieputten. Enerzijds stroomt waterstof makkelijker uit het reservoir en in de put waardoor een hogere productiviteit in termen van volume wordt bereikt (factor 1,3 – 3,8). Anderzijds is de energie-inhoud per m³ waterstof een factor 3 tot 4 lager dan aardgas waardoor de productiviteit in termen van energetisch vermogen weer wordt verlaagd.

In deze studie is de waterstofopslagcapaciteit (werkvolume en energie-inhoud) voor de geselecteerde gasvelden opnieuw berekend met de GaSP-tool en vergeleken met de eerdere berekeningen (Figuur 5.8). Het gekozen uitgangspunt hierbij is dat de minimale waterstofproductie uit één put (in termen van energie-inhoud) een vergelijkbaar vermogen levert als een put die minimaal 1 miljoen m³/dag aan hoogcalorisch aardgas produceert (originele grenswaarde zoals gebruikt in OPVIS-1). De motivatie voor deze keuze is dat opgeslagen waterstof in aardgasvelden waarschijnlijk een vergelijkbare toepassing zal hebben als het aardgas dat we nu opslaan (o.a. warmtevoorziening en brandstof voor elektriciteitscentrales zoals aangenomen in BK). Daarmee zal er naar verwachting ook behoefte zijn aan vergelijkbare vermogens. Indien een put 11 GWh per dag aan waterstof moet leveren, dan komt dat in termen van volume overeen met ca. 3,8 miljoen m³ waterstof per dag. Dit is de grenswaarde die is gekozen bij de berekening van het werkvolume in de GaSP-tool.

⁴⁵ TNO 2020, Techno-Economic Modelling of Large-Scale Energy Storage Systems. <http://publications.tno.nl/publication/34637698/2VA30k/TNO-2020-R12004.pdf>

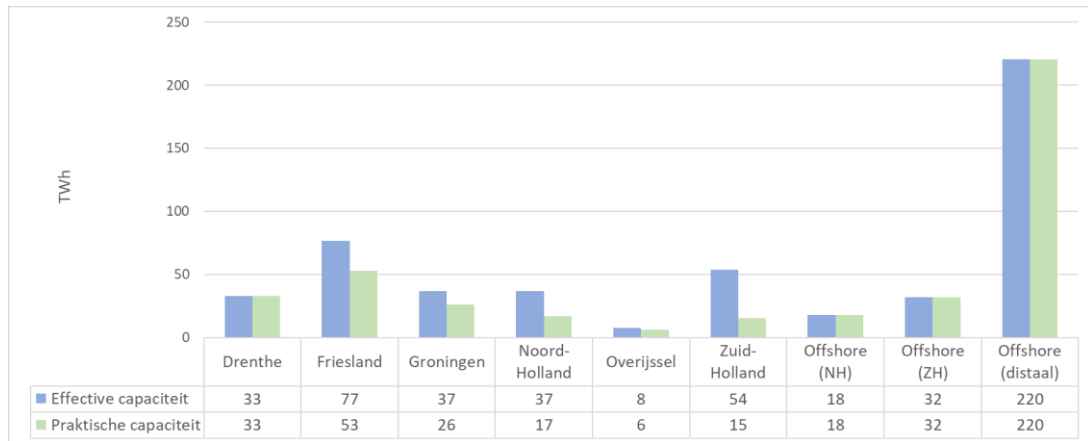
De nieuwe raming geeft voor de meeste gasvelden op land vergelijkbare waarden (effectieve technische capaciteit) als de berekende waarden uit de 2018-studie. Alleen voor de offshore velden (distaal) wordt een groter volume berekend. Dit komt met name omdat hier meer velden met een slechtere doorlatendheid zijn. Doordat waterstof beter kan stromen in deze velden, kan ook een groter werkvolume worden bereikt. De totale technische capaciteit op land wordt nu geschat op 246 TWh (was 278 TWh in 2018, zie Figuur 5.8).



Figuur 5.8 toont de oude (OPVIS-1-studie 2018) en nieuwe totale effectieve technische werkvolumes (OPVIS-2, deze studie) voor de verschillende Nederlandse regio's (provincies, offshore gebieden).

Aanvullend is het effectieve technische werkvolume op land opgesplitst in een deel dat samenvalt met mogelijke ruimtelijke beperkingen (natuurgebieden, stedelijke gebieden en grondwaterbeschermingsgebieden) en een deel dat buiten deze gebieden ligt (de indicatieve praktische capaciteit). De grens is hier gelegd bij een overlap van 25% van het totale oppervlak van dergelijke gebieden binnen de bekende gasveldomtrek. Alhoewel deze gasvelden in het verleden al zijn ontwikkeld, kan het toch relevant zijn om deze aspecten mee te nemen omdat voor de ontwikkeling van de opslaglocatie enerzijds meerdere nieuwe putten moeten worden geboord en er anderzijds sprake is van een veel groter bovengronds ruimtegebruik voor de opslaginstallatie⁴⁶. Er zijn geen beperkingen overwogen voor offshore reservoirs. De hier gehanteerde praktische beperkingen hoeven niet per se een belemmering te vormen voor ontwikkeling van waterstofopslag, maar geven wel een indruk waar de selectie van locaties mogelijk op beperkingen of complexere besluitvorming stuit.

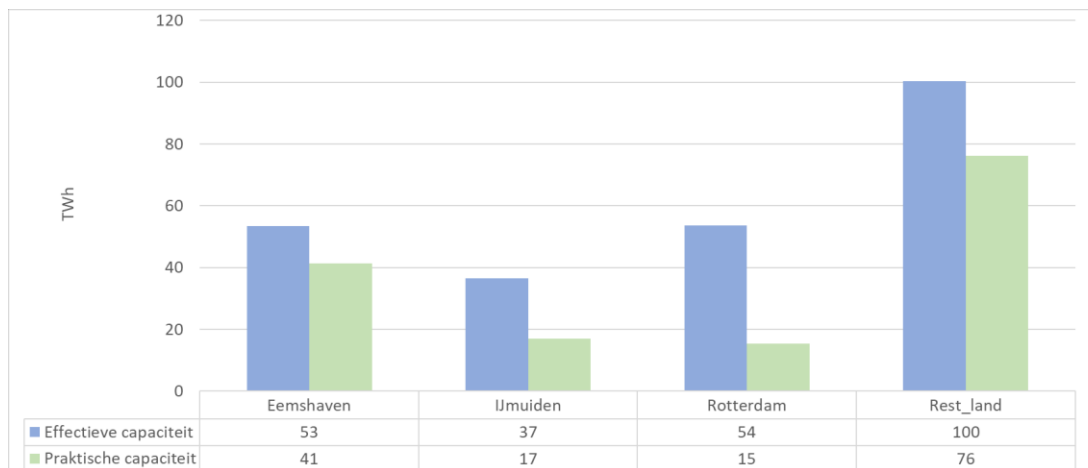
⁴⁶ Zie bijvoorbeeld aardgasopslaglocaties Norg en Grijskerk



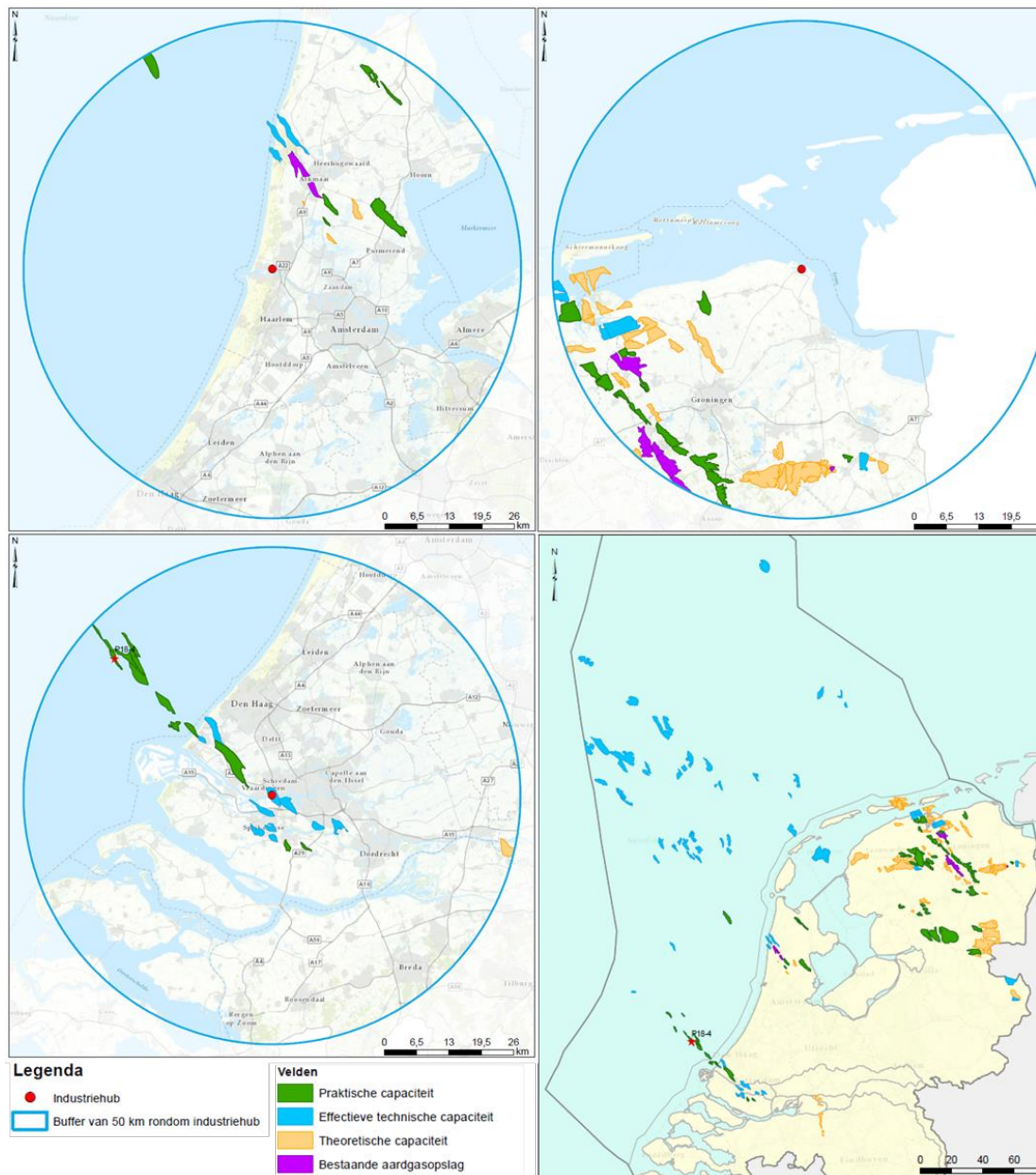
Figuur 5.9: Overzicht van herziene effectieve en praktische opslagcapaciteit van waterstof in gasvelden (per regio).

Met bovengenoemde praktische beperkingen wordt de totale effectieve technische capaciteit op land (246 TWh) vertaald naar een praktische capaciteit van 150 TWh. De grootste reductie treedt op in Zuid-Holland vanwege het grote aantal stedelijk gebieden. In Friesland en Groningen zijn er met name beperkingen door natuurgebieden en in Noord-Holland door natuur- en grondwatergebieden (Figuur 5.9).

Voor de evaluatie van de ruimtelijke inpassing van gevraagde ondergrondse opslagcapaciteit is aanvullend een selectie van opslaglocaties gemaakt die binnen een straal van 50 km rond de drie grootste industriegebieden van Nederland vallen (Figuur 5.11). De bijbehorende technische en praktische opslagcapaciteit is weergegeven in Figuur 5.10.



Figuur 5.10: Overzicht van herziene effectieve en praktische opslagcapaciteit voor drie industriële gebieden en overige reservoirs op land.



Figuur 5.11: Overzicht van geschikte gasvelden in 50 km omtrek rond IJmuiden, Eemshaven en Rotterdam.

5.4.3 Herziening grondslag voor werkvolumes in zoutcavernes

Het werkvolume van een zoutcaverne hangt af van de ontwerpcriteria die bij het logen (produceren van zout) worden gevolgd. Daarin zijn het cavernevolumen en de diepteligging van de caverne bepalend voor het realiseerbare werkvolume. Binnen het LSES-project is een nieuwe analyse verricht naar twee typische cavernes (geometrisch volume van 500.000 m³ en 1.000.000 m³). Beide groottes zullen een andere ruimtelijke verdeling hebben binnen een zoutpijler omdat de geaccepteerde onderlinge afstand gerelateerd is aan de omvang en vorm van de cavernes.

De opslagcapaciteit (werkvolume) van de waterstofopslagcavernes bedraagt respectievelijk 125 GWh en 250 GWh. Met de vertaling naar landelijke capaciteit is uitgegaan van de kleinere cavernes om in lijn te blijven met de eerdere ruimtelijke verdeling die is gebruikt in de

2018-studie. Op basis van deze aanname zal hetzelfde cavernevolumen blijven gelden. De ruimtelijke verdeling op basis van het grotere type caverne is niet op landelijke schaal geëvalueerd in deze studie.

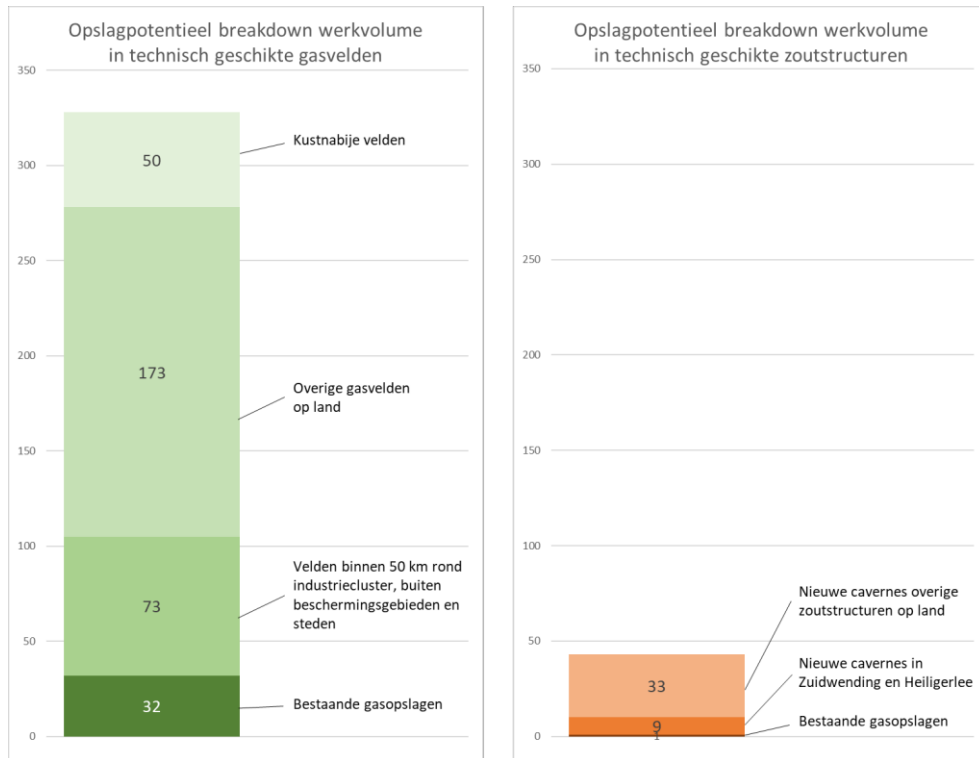
5.4.4 Breakdown en ranking van potentiële ondergrondse opslagcapaciteit voor waterstof in Nederland

In het onderstaande overzicht en Figuur 5.12 wordt het beschikbare potentieel voor ondergrondse opslag van waterstof onderverdeeld en gesorteerd naar technische maturiteit en nabijheid tot bestaande ontwikkeling. Het idee hierachter is om een mogelijke volgorde te schetsen waarin het potentieel kan worden ontsloten en ontwikkeld zodra de vraag naar ondergrondse waterstofopslag groeit. Uiteraard is deze volgorde slechts indicatief en kan hier in de praktijk van worden afgeweken.

1. **Ombouw bestaande aardgasopslagen (UGS):** Deze capaciteit (gasvelden en zoutcavernes) is reeds bewezen voor aardgas en aangesloten op de opslaginfrastructuur. De (nog te bewijzen) aanname is dat deze capaciteit en infrastructuur geschikt kan worden gemaakt voor de opslag van waterstof.
2. **Aanleg nieuwe cavernes in de zoutstructuren Zuidwending en Heiligerlee:** Deze zoutstructuren liggen binnen een geldige winningsvergunning (voor enkele cavernes geldt tevens een opslagvergunning voor aardgas of stikstof). Bovendien zijn deze locaties aangesloten op zoutverwerkende industrie en technisch geschikt bevonden voor de aanleg van zoutcavernes. In termen van exploratie en vergunningverlening ligt deze capaciteit daarmee dichterbij handbereik dan eventueel nieuw te ontwikkelen zoutstructuren. In het HyStock-project⁴⁷ wordt momenteel een waterstofopslag-pilot voorbereid die in een vervolgfase moet leiden tot een demonstratie van opslag van waterstof in een nieuwe caverne in de Zuidwending zoutstructuur (in de bestaande concessie).
3. **Ontwikkeling van nieuwe opslagfaciliteiten in gasvelden en zoutstructuren nabij industrieclusters:** Deze opslagcapaciteit zal nog een lange weg kennen richting daadwerkelijke ontwikkeling. Ten eerste zal de geschiktheid moeten worden bewezen (o.a. exploratie). Daarna kan een opslagvergunning worden aangevraagd waarna nog de hele opslaginfrastructuur dient te worden aangelegd. Specifiek voor het uitloggen van de opslagcavernes in zout zal een oplossing moeten worden gevonden om de pekels af te voeren of te verwerken (bijv. aansluiting zoutverwerkende industrie). Desalniettemin kan deze capaciteit mogelijk aantrekkelijk zijn vanwege die meer nabije ligging ten opzichte van industriële eindgebruikers en centrale infrastructuur voor waterstofproductie. Bij deze selectie is eveneens rekening gehouden met beperkende factoren zoals overlap met stedelijke gebieden, natuurgebieden en grondwaterbeschermingsgebieden.
4. **Ontwikkeling van nieuwe opslagfaciliteiten in overige gasvelden en zoutstructuren op land:** Buiten de zone rond industrieclusters ligt nog een zeer groot aanvullend technisch potentieel in gasvelden en enkele zoutstructuren. Ook hier geldt dat de weg naar ontwikkeling zal lopen via opsporing, nieuwe opslagvergunningen, aanleg van opslaginfrastructuur en, in het geval van aanleg zoutcavernes, oplossingen om pekels af te voeren of te verwerken. In deze selectie is geen rekening gehouden met mogelijke ruimtelijke beperkingen.
5. **Kustnabije gasvelden:** Voor de kust van IJmuiden en Rotterdam liggen enkele velden die eveneens geschikt kunnen zijn voor de aanleg van waterstofopslag. Een deel van de processingfaciliteiten zou op land kunnen worden aangelegd met een verbinding (gastransportleiding) naar een platform op zee. Bij deze selectie geldt wel

⁴⁷ <https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock>

dat een deel van deze velden ook in aanmerking komt voor opslag van CO₂. Deze afweging ligt bij de overheid. Daarnaast zal er voor de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee sprake zijn van aanvullende technische (infrastructuur) en economische (hoge kosten) uitdagingen.



Figuur 5.12: Overzicht van werkvolumecapaciteit in gasvelden en zoutstructuren die mogelijk technisch geschikt zijn voor opslag van waterstof

In principe zijn er naast dit potentieel ook nog velden die verder op zee liggen. Met de huidige inzichten zal de ontwikkeling van velden die ver op zee liggen zeer uitdagend zijn gezien de grote omvang van gasopslag en -processing installaties. Aanleg vanaf een kunstmatig eiland in zee kan worden overwogen, bijvoorbeeld in samenhang met offshore hubs voor elektrolyse. Maar ook deze oplossing zal nog een langdurig traject kennen. Binnen deze studie worden derhalve de ver op zee gelegen velden buiten beschouwing gelaten voor het realiseerbare potentieel.

5.5 Indicatie van praktisch realiseerbare opslagcapaciteit

Het aantal gasvelden en zoutcavernes dat daadwerkelijk kan worden gerealiseerd zal van een hoop factoren afhangen. Met welke snelheid kunnen zoutcavernes worden uitgelooft? Hoe moet de aanleg van zoutcavernes ruimtelijk worden verspreid om effecten als bodemdaling binnen de perken te houden, en is het dan nodig om nieuwe locaties te ontwikkelen? Kan pekkel wel of niet worden geloosd? Wanneer is de opslag van waterstof in gasvelden technisch en economisch volwassen genoeg voor demonstratie en opschaling? Zijn bestaande aardgasopslagen beschikbaar en geschikt voor omgebouwd naar opslag van waterstof? Hoeveel tijd en geld is gemoeid met de opschaling van opslagcapaciteit? Wanneer is de infrastructuur aanwezig om opslagen aan te sluiten? Etc.

Het is evident dat de berekende technische opslagcapaciteit in Paragraaf 5.4 niet volledig kan worden ontwikkeld. Slechts een klein deel zal in de praktijk kunnen worden benut. De grote omvang en ruimtelijke verdeling van de geëvalueerde technische capaciteit impliceert wel dat er in principe keuzeruimte is om locaties te selecteren en te spreiden.

Om een indicatie en ordegrootte te geven van de mogelijk realiseerbare capaciteit voor waterstofopslag, wordt voor zoutcavernes en gasvelden een bovengrens gedefinieerd voor de periode 2030 – 2050. Deze bovengrens vormt ook het uitgangspunt voor de volgende paragrafen waar de vraag naar waterstof wordt geconfronteerd met het ondergrondse potentieel.

5.5.1 Praktische realiseerbaarheid opslagcapaciteit in zoutcavernes

De huidige productie van zout uit alle winlocaties tezamen bedraagt ongeveer 6 miljoen ton zout per jaar⁴⁸. Omgerekend naar cavernevolumen, komt dit neer op grofweg 3 miljoen m³ steenzout per jaar, oftewel 3 cavernes van 1 miljoen m³. Indien alle zoutproductiecapaciteit zou worden ingezet voor de aanleg van opslagcavernes op locaties die daar geschikt voor zijn⁴⁹, dan zouden tussen 2030 en 2050 ca. 60 cavernes van 1 miljoen m³ kunnen worden aangelegd. Hierin zou ca. 15 TWh aan waterstof kunnen worden opgeslagen.

De aanleg van één caveerne van 1 miljoen m³ neemt ongeveer drie jaar in beslag, gerekend vanaf het moment dat het logen kan worden gestart (i.e. dit is dus exclusief de tijd die nodig is voor de aanvraag van vergunningen, opsporing van geschikte locaties, aanleg van infrastructuur, etc.). Wanneer simultaan op negen locaties cavernes zouden worden aangelegd, dan is er na drie jaar een totale opslagcapaciteit van 2,25 TWh gerealiseerd. Na 20 jaar heb je dan ca. 60 cavernes met 15 TWh opslagcapaciteit.

Het aantal van 60 grote (1 miljoen m³) zoutcavernes voor waterstofopslag wordt hier als bovengrens gehanteerd. Zelfs als de productiecapaciteit zou worden verhoogd en er oplossingen komen om overtollige pekkel te lozen, dan zal de snelheid van aanleg beperkt worden door vergunningstrajecten, exploratie en aanleg van infrastructuur voor zoutproductie. In de praktijk kan worden gekozen voor de aanleg van meerdere kleinere cavernes (bijv. 500.000 m³). Vanwege het grotere aantal locaties kan dit ook weer extra uitdagingen met zich meebrengen voor de ruimtelijke inpassing en tijdige aanleg.

Voor de inpassing van waterstofopslagcapaciteit worden voor zoutcavernes de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Alle huidige opslagcavernes voor aardgas en stikstof komen na 2030 beschikbaar voor waterstofopslag
- Een C60-casus, waarbij zoveel mogelijk opslagcapaciteit in nieuwe zoutcavernes wordt aangelegd (tot een maximum van 60 cavernes oftewel 15 TWh)
- Een C10-casus waarbij gasvelden de voorkeur hebben om grote waterstofvolumes op te slaan, met daarnaast maximaal 10 nieuwe zoutcavernes voor piekvraag en toepassingen die afhankelijk zijn van zuiver waterstof (bijvoorbeeld brandstofcellen, industrie).

⁴⁸ Jaarverslag delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2019: https://www.nlog.nl/sites/default/files/2020-11/jaarverslag_2019_delfstoffen_en_aardwarmte_nl_18-11-2020.pdf

⁴⁹ N.b.: De zoutwinning in Baradeel, Veendam en het merendeel van Twente-Rijn is ongeschikt voor aanleg van waterstofopslagcavernes

5.5.2 Praktische realiseerbaarheid opslagcapaciteit in gasvelden

De praktische realiseerbaarheid van waterstofopslag in gasvelden moet nog worden bewezen en getest met haalbaarheidsonderzoeken en demonstratieprojecten. Het belang van deze onderzoeken wordt onderstreept door het feit dat veel van de bestudeerde energiescenario's resulteren in een opslagvraag voor waterstof die groter is dan de 60 zoutcavernes die praktisch realiseerbaar worden geacht. Bij de evaluatie in Paragraaf 5.6 wordt ervan uitgegaan dat gasvelden een technisch haalbare optie zullen zijn.

Opslaglocaties in gasvelden zoals Grijskerk, Norg en Bergermeer zijn technologisch complex, duur in aanleg en worden gekenmerkt door een groot ruimtebeslag. De aanleg neemt in de regel meerdere jaren in beslag, o.a. voor het vooronderzoek, het ontwerpen en bouwen van de bovengrondse infrastructuur, het boren en afwerken van de putten, het injecteren van het kussengasvolume, etc. Daarnaast kan het vergunningentraject veel tijd in beslag nemen zoals dat het geval was bij Bergermeer.

Indien alle huidige opslaglocaties voor aardgas in gasvelden (UGS) zouden worden omgebouwd voor de opslag van waterstof, dan zou dit resulteren in een totale waterstofopslagcapaciteit van ca. 32 TWh. Hierbij dient te worden opgemerkt dat de capaciteit tussen de gasvelden onderling sterk verschilt (het werkvolume van UGS Alkmaar is bijvoorbeeld ca. 10x kleiner dan dat van Norg).

Voor de inpassing van waterstofopslagcapaciteit in bestaande UGS worden de volgende aannames en uitgangspunten gehanteerd:

- De huidige aardgasopslagen kunnen worden omgebouwd voor waterstof⁵⁰.
- In het BK-EU2050-scenario kan ca. 16 TWh waterstofopslagcapaciteit worden gerealiseerd in (gemiddeld twee van de huidige vier UGS-locaties). De overige UGS behouden de huidige functie voor aardgasopslag vanwege de grotere afhankelijkheid van aardgas.
- In alle andere vraagscenario's is tot ca. 24 TWh waterstofopslagcapaciteit beschikbaar (gemiddeld drie van de huidige vier UGS-locaties in gasvelden). Hier geldt dat er altijd één locatie nodig zal zijn voor de opslag van aardgas of groen gas (zie ook Paragraaf 7.1)

In deze studie wordt ervan uitgegaan dat, naast de ombouw van de huidige UGS-locaties, tussen 2030 en 2050 maximaal vier nieuwe waterstofopslaglocaties in andere gasvelden kunnen worden aangelegd. Voor deze nieuwe locaties wordt eveneens een totale waterstofopslagcapaciteit van 32 TWh aangehouden. Dit komt neer op vier velden met een gemiddeld werkvolume tussen 2 - 4 miljard m³. Deze waarden zijn indicatief en kunnen in de praktijk anders worden gekozen (bijvoorbeeld een kleiner veld met een werkvolume van ca. 1 miljard m³ en daarbij een gasveld met een groter werkvolume).

5.6 Inpassing van opslagcapaciteit

In deze paragraaf worden verschillende opties beschreven om de berekende vraagscenario's voor waterstofopslagcapaciteit (scenario's in Paragraaf 5.2 en Paragraaf 5.3) in te passen volgens de in Paragraaf 5.5 beschreven praktisch realiseerbare capaciteit.

In de figuren worden twee casussen onderscheiden.

⁵⁰ Let op: dit wordt momenteel nog onderzocht, net als de geschiktheid van andere gasvelden

- De C60-casus gaat uit van maximale benutting van de 60 beschikbare zoutcavernes. Resterende vraag naar opslagcapaciteit wordt dan ingevuld met gasvelden (inclusief UGS-locaties).
- Bij de C10-casus wordt eerst de capaciteit van bestaande vijf opslagcavernes gebruikt plus eventueel 5 tot 10 nieuw aan te leggen cavernes. De resterende gevraagde capaciteit wordt wederom met gasvelden ingevuld.

Bij de inzet van gasvelden is in de regel altijd een minimaal aantal van 10 opslagcavernes beschikbaar voor piekvraag. Voor de omvang van gasvelden wordt een indicatief gemiddelde waterstofopslagcapaciteit van 8 TWh aangenomen. In de praktijk zal dit worden ingesteld op de resterende vraag (bijvoorbeeld als de resterende vraag na inzet van zoutcavernes kleiner is dan 8 TWh).

5.6.1 Inpasbaarheid opslag voor vraag-aanbodbalans

Figuur 5.13 geeft de mogelijke inpassing weer volgens de vraagscenario's van 2030 en 2050 die puur uitgaan van de opslagcapaciteit die nodig is voor vraag-aanbodbalans (zie Paragraaf 5.2). Minima en maxima worden bepaald door verschillende scenario-randvoorwaarden (LSES, ETS) of weersprofielen (BK). De LSES/ETS-scenario's en de BK-scenario's REG2050, NAT2050 en INT2050 zijn samengevoegd in twee groepen omdat de gevraagde opslagcapaciteiten in dezelfde orde grootte liggen. Het BK-EU2050 scenario wordt apart weergegeven omdat hier sprake is van een grotere afhankelijkheid van aardgasopslagen.

Standaard balans			Vraag naar waterstofopslag							
			2030							
			LSES CA2030 / ETS TR2030				BK KA2030			
Optie	Praktische capaciteit		min		max		min		max	
	TWh	aantal	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10
Huidige gasopslagen in cavernes	1	5	1	1	1	1	1	1	3	3
Nieuwe cavernes	15	60								
Huidige UGS in gasvelden	32	4								
Overige gasvelden land/kustnabij	32	4								

Standaard balans			Vraag naar waterstofopslag											
			2050											
			LSES NM2050 / ETS TR2050				BK EU2050				BK REG/NAT/INT 2050			
Optie	Praktische capaciteit		min		max		min		max		min		max	
	TWh	aantal	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10
Huidige gasopslagen in cavernes	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Nieuwe cavernes	15	60	2	2	14	5	4	4	30	5	44	5	60	10
Huidige UGS in gasvelden	32	4				1				1		2	3	3
Overige gasvelden land/kustnabij	32	4												1

	Zoutcavernes		Gasvelden
	Zoutcavernes (alternatief)		Gasvelden (alternatief)
1	Aantal nodig	1	Aantal nodig

Figuur 5.13: Indicatieve indeling benodigde waterstofopslagcapaciteit voor vraag-aanbodbalans. C10 = maximaal 10 nieuwe zoutcavernes (2,5 TWh), C60 = maximaal 60 nieuwe zoutcavernes (15 TWh). De capaciteit van in te zetten gasvelden varieert op basis van de resterende vraag (ca. 1 tot maximaal 8 TWh per veld). Voor verdere toelichting op uitgangspunten zie Paragraaf 5.5.

Uit het overzicht in Figuur 5.13 komt het volgende beeld naar voren:

- De vraag naar waterstofopslag in 2030 kan in principe met de bestaande gasopslagcavernes van Zuidwending worden ingevuld. Indien deze nog voor aardgas nodig zijn, dan kan de gevraagde capaciteit uit technisch oogpunt worden geleverd

met nieuwe (naastgelegen) cavernes in dezelfde structuur. De benodigde capaciteit is in 2030 waarschijnlijk nog te gering om waterstofopslag in gasvelden te rechtvaardigen. Op dit moment wordt in de Zuidwending zoutstructuur een nieuwe caveerne voorbereid als pilot voor waterstofopslag⁵¹.

- Bij de 2050-scenario's van LSES en ETS en het BK-scenario EU2050 kan de vraag naar waterstofopslag in principe worden geacommodeerd in zoutcavernes. Afhankelijk van ruimtelijke beperkingen, effecten en risico's zal moeten worden gezien of de cavernes binnen de huidige locaties Zuidwending en Heiligerlee kunnen worden gerealiseerd, of dat er nieuwe locaties in andere steenzoutvoorkomens moeten worden aangelegd. Als alternatief kan worden gekozen om één van de bestaande UGS-locaties te herontwikkelen (bijvoorbeeld Grijpskerk). In dat geval zijn slechts enkele cavernes nodig voor de resterende (piek)vraag.
- De andere BK-scenario's (REG2050, NAT2050 en INT2050) gaan uit van een omvangrijke opslagcapaciteit voor waterstof. Hierbij is het aannemelijk dat er gasvelden moeten worden ontwikkeld om in de vraag te kunnen voorzien.

5.6.2 Inpasbaarheid aanvullende opslagreserves

In Paragraaf 5.3 worden enkele inzichten gegeven omtrent mogelijke aanvullende opslagreserves die het aanbod van waterstof moeten veiligstellen onder bijzondere omstandigheden. Hieronder beschouwen we de mogelijke inpasbaarheid van drie opties die zijn uitgewerkt in Figuur 5.14 – 5.16:

Extra opslagreserve voor opvangen van langdurige intervallen zonder wind en zon die kunnen optreden in een extreem weerjaar (zie Paragraaf 5.3.2):

In dit geval is aangenomen dat maximaal 7 TWh aan extra reserve opslagcapaciteit wordt toegevoegd, boven op de standaardcapaciteit voor de vraag-aanbodbalans. Deze dient voor het opvangen van een eventuele langdurige periode (14 dagen) zonder wind en zon in de situatie dat geen of onvoldoende reguliere opslagcapaciteit beschikbaar is.

De extra opslagcapaciteit van 7 TWh komt qua ordegrrootte overeen met de berekende waterstofopslagcapaciteit die in het Grijpskerk gasveld kan worden gerealiseerd (6,3 – 9,9 TWh)⁵². Voor zoutcavernes zouden ca. 28 nieuwe locaties moeten worden gerealiseerd. Voor alle C10-casussen wordt aangenomen dat er minimaal 5 nieuwe cavernes worden aangelegd om aan de vraag naar piekcapaciteit te kunnen voldoen.

Balans + reserve voor 14 dagen geen wind/zon				Vraag naar waterstofopslag											
				2050											
				LSES NM2050 / ETS TR2050				BK EU2050				BK REG/NAT/INT 2050			
Praktische capaciteit		min		max		min		max		min		max			
														8,5 TWh	
Optie	TWh	aantal	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	
Huidige gasopslagen in cavernes	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Nieuwe cavernes	15	60	30	5	42	5	32	5	58	5	60	10	60	10	
Huidige UGS in gasvelden	32	4		1		2		1		2	1	2	3	3	
Overige gasvelden land/kustnabij	32	8												2	

Zoutcavernes
 Gasvelden
 Gasvelden (alternatief)

1 Aantal nodig

Figuur 5.14: Indicatieve indeling benodigde waterstofopslagcapaciteit voor vraag-aanbodbalans plus een aanvullende reservecapaciteit van 7 TWh voor het opvangen Dunkelflaute-perioden. C10 = maximaal 10 zoutcavernes (2,5 TWh), C60 = maximaal 60 zoutcavernes (15 TWh). Voor verdere toelichting op uitgangspunten zie Paragraaf 5.5.

⁵¹ <https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock>

⁵² LSES WP2: <http://publications.tno.nl/publication/34637698/2VA30k/TNO-2020-R12004.pdf>

Standaardcapaciteit aangevuld met extra reservecapaciteit tot 25% van het jaarverbruik waterstof (zie Paragraaf 5.3.2).

Met deze optie zal de capaciteit voor vraag-aanbodbalans voor de meeste scenario's significant worden uitgebreid. Dit geldt met name voor de opslagcapaciteit in de LSES- en ETS-scenario's die hiermee in dezelfde orde grootte komen als de opslagcapaciteit in de BK-scenario's. In alle gevallen zullen één of meerdere gasvelden nodig zijn om de vraag naar waterstofopslag te accommoderen. In de BK-scenario's moeten nieuwe gasvelden worden ontwikkeld naast de beschikbare capaciteit in de bestaande aardgasopslagen.

Balans + reserve tot 25% van totaal verbruik			Vraag naar waterstofopslag											
			2050											
			LSES NM2050 / ETS TR2050				BK EU2050				BK REG/NAT/INT 2050			
Optie	Praktische capaciteit		min		max		min		max		min		max	
	TWh	aantal	18 TWh		26 TWh		30 TWh		33 TWh		22 TWh		51 TWh	
			C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10
Huidige gasopslagen in cavernes	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nieuwe cavernes	15	60	60	10	60	10	60	10	60	10	60	10	60	10
Huidige UGS in gasvelden	32	4	1	2	2	3	2	2	2	2	1	2	3	3
Overige gasvelden land/kustnabij	32	4					2	1	2		1	2	3	3

Zoutcavernes
1 Aantal nodig

Gasvelden
1 Aantal nodig

Figuur 5.15: Indicatieve indeling benodigde waterstofopslagcapaciteit voor vraag-aanbodbalans plus een aanvullende opslagvoorraad tot maximaal 25% van het jaarverbruik. C10 = maximaal 10 zoutcavernes (2,5 TWh), C60 = maximaal 60 zoutcavernes (15 TWh). Voor verdere toelichting op uitgangspunten zie Paragraaf 5.5

Standaardcapaciteit plus aanvullende weersafhankelijke en strategische opslag zoals bepaald in BK (zie Paragraaf 5.3.1).

Deze analyse is alleen uitgevoerd op basis van de aanvullende capaciteitsvraag zoals gerapporteerd door BK. Hierbij is uitgegaan van het totale opslagvolume zoals beschreven in de het rapport: seizoensopslag (balans) + strategische weersafhankelijke opslag + strategische importafhankelijke opslag.

In dit geval is de gevraagde opslagcapaciteit over de gehele lijn opvallend hoger dan alle andere (hierboven) beschreven situaties (met uitschieters tot 240 TWh). Cavernes worden maximaal benut. In alle gevallen zullen naast bestaande UGS-locaties ook andere gasvelden nodig zijn om aan de gevraagde opslagcapaciteit te voldoen. In de REG2050, NAT2050 en INT2050 scenario's is de praktisch realiseerbare capaciteit onvoldoende en zal een significant deel moeten worden opgelost met andere middelen zoals verruiming en diversificatie van import en/of alternatieve opties voor productie (bijvoorbeeld aardgas en SMR).

Balans + reserve voor weersafhankelijk en 100% totaal verbruik (importafhankelijkheid)			Vraag naar waterstofopslag								
			2050								
Optie			BK EU2050				BK REG/NAT/INT 2050				
			Praktische capaciteit		min		max		min		max
		TWh	aantal	48 TWh		58 TWh		110 TWh		240 TWh	
				C60	C10	C60	C10	C60	C10	C60	C10
Huidige gasopslagen in cavernes		1	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nieuwe cavernes		15	60	60	10	60	10	60	10	60	10
Huidige UGS in gasvelden		32	4	2	2	2	2	3	3	3	3
Overige gasvelden land/kustnabij		32	4	2	4	4	4	4	4	4	4
Resterende reserve/balanscapaciteit (TWh)							7	38	51	168	203

Zoutcavernes
 1 Aantal nodig
 Gasvelden
 1 Aantal nodig

Figuur 5.16: Indicatieve indeling benodigde waterstofopslagcapaciteit op basis van seizoensafhankelijke, weersafhankelijke en strategische opslag volgens BK. C10 = maximaal 10 zoutcavernes (2,5 TWh), C60 = maximaal 60 zoutcavernes (15 TWh). Voor verdere toelichting op uitgangspunten zie Paragraaf 5.5.

5.6.3 Inpassing benodigde productievermogen

Tabel 5.2 laat zien dat de onderzochte scenario's uitgaan van een productievermogen van ca. 200 – 1000 GWh/dag. In de analyse is het minimale productievermogen van één put in gasvelden op 11 GWh/dag gesteld (ca. 3,8 miljoen m³ per dag). Piekvermogens van deze putten kunnen oplopen tot ca. 60 GWh/dag (ca. 20 miljoen m³ per dag). Productieputten in zoutcavernes kunnen hogere piekvermogens bereiken dan putten in gasvelden, maar zijn gelimiteerd tot maximaal 15 GWh/dag (5,2 miljoen m³ per dag) door de maximale toegestane dagelijkse drukdaling in de caverne (10 bar)⁵³. In de regel zal de productie van de putten met het leegraken van de opslagen kunnen afnemen, afhankelijk van de ingestelde plateau-productiesnelheid.

Uitgaande van een minimale productiecapaciteit van 11 GWh/dag per put, zouden in principe ca. 18 – 90 productieputten nodig zijn. Het gaat in dit geval echter wel om het leveren van piekvraag die kortstondig voorkomt. Daarnaast geldt dat de plateau-productiecapaciteit van een put waarschijnlijk hoger ligt dan de minimale 11 GWh/dag waardoor het aantal benodigde putten lager uitkomt. Dit aantal is sterk afhankelijk van de uiteindelijke (locatie-specifieke) ontwerpcriteria van de opslag.

Al met al zal de realisatie van het productievermogen naar verwachting geen bottleneck vormen. Dat ligt eerder in de ruimtelijke verdeling van de benodigde waterstofopslagcapaciteit.

5.7 Samenvatting ontwikkelpaden voor ondergrondse waterstofopslag

In Tabel 5.3 worden de uitkomsten van de energiescenario's en de mogelijkheden voor praktische realiseerbare inpassing geaggregeerd naar vier verschillende ontwikkelpaden. Deze paden vormen het uitgangspunt voor de beleidsaanbevelingen.

Het resultaat voor de scenario's zoals meegenomen in Figuur 5.16 wordt buiten schouwing gelaten. De aangenomen reservecapaciteit lijkt overdreven naar huidige maatstaven en het is

⁵³ Energystock, "Aanvraag Instemming Wijziging Opslagplan Zuidwending", 2017

daarnaast onwaarschijnlijk dat deze capaciteiten realiseerbaar zijn in zoutcavernes en gasvelden.

Categorie	Opslagcapaciteit (TWh)	Inpassing
Minimaal	2 - 4	10 – 20 zoutcavernes Gasvelden niet noodzakelijk
Midden	4 - 12	10 – 50 zoutcavernes minimum 0 gasvelden maximum 0-2 gasvelden
Hoog	12 - 32	15– 65 zoutcavernes minimum 0-2 gasvelden maximum 3-4 gasvelden
Zeer hoog	20 - 52	15 – 65 zoutcavernes minimum 1-2 gasvelden maximum 5-6 gasvelden

Tabel 5.3: Overzicht van geaggregeerde ontwikkelpaden voor waterstofopslag. Aanneمة nieuwe zoutcavernes: ca. 250 GWh, gasvelden gemiddeld ca. 8 TWh

Hieronder worden de categorieën kort toegelicht.

Minimaal:

Deze categorie is afgeleid van de LSES/ETS-scenario's en het BK-scenario EU2050 exclusief de extreme weersvariant. Het uitgangspunt is dat er maximaal wordt ingezet op flexibiliteitsopties die de vraag naar waterstofopslagcapaciteit doen reduceren. In het geval van BK-EU2050 is er sprake van een beperkte rol voor waterstof en productie door variabele hernieuwbare opwek van elektriciteit uit zon en wind. Deze categorie houdt geen rekening met onverwachte omstandigheden zoals ongunstige weersprofielen of mogelijke onderbreking van aanbod en levering door falende infrastructuur of andere externe factoren. Met dat uitgangspunt zullen andere maatregelen zoals verruiming en diversificatie van import moeten zorgen voor een robuuste en betrouwbare voorziening van energie en waterstof in het bijzonder.

Midden:

Deze categorie gaat eveneens uit van de LSES/ETS- en BK-EU2050-scenario's. In dit geval wordt rekening gehouden met minder gunstige omstandigheden (weerjaar en inzet flexibiliteitsopties). Bij EU2050 is rekening gehouden met het extreme weerjaar. Bij LSES/ETS wordt rekening gehouden met beperkte inzet van interconnectie en vraagsturing (ondergrens) en een extra reserve van 7 TWh om een lange (14 dagen) *Dunkelflaute*-periode te overbruggen (bovengrens).

Hoog:

De BK-scenario's REG2050, NAT2050 en INT2050 vormen hierbij het uitgangspunt waarbij alleen rekening wordt gehouden met opslagcapaciteit voor de vraag-aanbodbalans. Extreme weerjaren zijn meegenomen in de definitie van het maximum (32 TWh). Weersafhankelijke opslagreserves en strategische reserves (BK-rapport) worden echter buiten beschouwing gelaten. Het tekort in totaal jaaraanbod van waterstof als gevolg van lagere productie uit windenergie en hogere warmtevraag in de winter tijdens extreme weerjaren, wordt opgelost met extra import.

Zeer hoog:

De range bij deze categorie is bepaald op basis van alle scenario's waarbij de benodigde opslagcapaciteit gelijk is gesteld aan 25% van de totale waterstofconsumptie over een heel jaar. Dit omvat de capaciteit voor vraag-aanbodbalans en de extra reserves voor onvoorziene gebeurtenissen die leiden tot een onderbreking van of een tekort in aanbod (bijvoorbeeld tegenvallende productie uit wind, onderbreking van import, uitval van belangrijke infrastructuur).

5.8 Belangrijkste conclusies en bevindingen

- Met de uitkomsten van de onderzochte studies (scenario's en modeluitkomsten) wordt een breed spectrum aan mogelijke vraag naar waterstof opslagcapaciteit geschetst. Aan het speelveld van BK (op basis van scenario-aannames) wordt een extra dimensie door LSES (en ETS) toegevoegd, nl. de inzet van optimalisatie van andere flexibiliteitsopties waarmee de vraag naar waterstofopslag kan worden gereduceerd.
- De berekende waterstofopslagcapaciteit voor de vraag-aanbodbalans in 2030 is nog zeer gering en kan in principe worden geaccommodeerd in bestaande en/of enkele nieuw aan te leggen cavernes op de ontwikkelde locaties Zuidwending en Heiligerlee.
- In 2050 zal de vraag naar waterstofopslagcapaciteit voor vraag-aanbodbalans fors zijn toegenomen. Hierbij zijn er significante verschillen tussen de scenario's die met name voortkomen uit de scenariokeuzes die aan de modellen worden opgelegd en de wijze waarop de verschillende modellen de inzet van flexibiliteitstechnologieën bepalen (kostenoptimalisatie versus externe keuzes). In termen van totaal opslagjaarvolume liggen de uitkomsten van de modellen en scenario's veel dichter bij elkaar.
Naast vraag-aanbodbalans zijn er nog extra zaken om mee rekening te houden, zoals aanbodzekerheid en strategische reserves. Deze zorgen voor significante extra vraag naar opslagcapaciteit.
- Voor zoutcavernes geldt dat (lang-cyclische) opslag van pure waterstof op enkele plaatsen in de wereld (US, UK) technisch bewezen is. Toepassing van snel-cyclische opslag, zoals voorzien voor de balancering van het energiesysteem, moet nog worden gedemonstreerd.
- Voor gasvelden moet de geschiktheid voor (pure) waterstofopslag nog bewezen worden. Opslagcapaciteiten voor gasvelden in deze studie zijn dan ook voorwaardelijk en indicatief. Geologisch onderzoek en demonstratie richt zich o.a. op de mogelijke geochemische en microbiologische omzetting van opgeslagen waterstof, de afsluiting van reservoirs, het stroomgedrag van waterstof en de geomechanische effecten van snel-cyclische injectie en productie. De herziene bepaling in deze studie omvat kleine wijzingen ten opzichte van OPVIS-1 (2018) waarbij gebruik is gemaakt van de vernieuwde rekentool uit LSES. Bovendien wordt het element "praktische capaciteit" toegevoegd (i.e. rekening houdend met mogelijke ruimtelijke beperkingen in boven- en ondergrond). Er wordt hierbij nog geen rekening gehouden met eventuele waterstof die verloren gaat door diffusie, chemische omzetting, etc.
- De benodigde opslagcapaciteit voor de balancering van vraag en aanbod in de onderzochte scenario's (voor 2050) is in theorie inpasbaar en praktisch realiseerbaar binnen bestaande en nieuw aan te leggen cavernes en aardgasopslagen. Mogelijk is het verstandig om bestaande aardgasopslaglocaties of lege gasvelden in te zetten om het aantal benodigde cavernes te reduceren.

- Indien rekening wordt gehouden met extra opslagreserves om het aanbod te verzekeren in onvoorziene situaties (extreem weer, onderbreking import, falende infrastructuur), dan zullen waarschijnlijk één of meerdere gasvelden nodig zijn om de benodigde opslagcapaciteit te accommoderen.
- Realisatie van de hier veronderstelde maximale opslagcapaciteit in zoutstructuren (maximaal 60 nieuw aan te leggen zoutcavernes) en gasvelden (vier extra gasvelden naast bestaande aardgasopslagen) zal resulteren in grote technische, economische en maatschappelijke uitdagingen (ruimtelijke inpassing, kosten, maatschappelijke acceptatie, wet- en regelgeving, bodemdaling, etc.).

6 Warmtebuffering

6.1 Introductie

De energiescenario's ontworpen door BK, ETS en LSES zijn gedaan om het gehele toekomstige energiesysteem te beschouwen en modelleren. Warmtelevering door warmtenetten is daar een onderdeel van. Warmtebuffering wordt in de onderzochte studies en scenario's niet of beperkt meegenomen in de modellering⁵⁴. Het belang is echter groot omdat warmtebuffering ruimte kan bieden voor inzet van meer (duurzame) basislast in warmtenetten en kan bijdragen aan een meer efficiënte inzet van duurzame (zomerse) warmtebronnen.

Om beter inzicht te krijgen in het effect van toepassing van grootschalige toepassing van warmtebuffering op de rest van het energiesysteem, heeft EBN voor deze studie een *in-house* model ontwikkeld dat de potentie voor warmtebuffering in warmtenetten voor ieder scenario doorrekent op basis van de uitkomsten van de onderzochte energiescenario's. Het model berekent hoeveel warmte bespaard kan worden en via welke bron (bijv. aardgas, biomassa). Daarnaast evalueert het model de mogelijke efficiëntiewinst die grootschalige warmtebuffering op de inzet van duurzame warmtebronnen met lage marginale kosten kan hebben (met zonthermie als voorbeeld).

De potentiële inzet van warmtebuffering is afgezet tegen de geografische verspreiding van het ondergrondse potentieel voor hoge temperatuuropslag in aquifers (*High Temperature Aquifer Thermal Energy Storage*, hierna HT-ATES). Daarbij wordt specifiek gekeken naar het dieptebereik dat relevant is voor de mijnbouwwet. Koudeopslag en ondiepe bodemwarmtesystemen worden buiten beschouwing gelaten. Tenslotte is onderzocht of de opslagbehoefte van warmtenetten aansluit op de capaciteit en andere karakteristieken van een HT-ATES-systemen.

Dit hoofdstuk behandelt de volgende onderwerpen in deze volgorde en sluit af met een discussie en conclusies:

- Methodologie
- Input vanuit scenariostudies
- Resultaten
- Praktische implicaties en ruimtelijke inpassing

6.2 Methodologie

De studies van LSES en ETS nemen geen warmtebuffering mee in hun modellering en scenario's. BK rapporteert eveneens geen uitkomsten voor warmtebuffering. Met de recente aanpassingen van het ETM (mei/juli 2020) is wel warmtebuffering meegenomen, maar deze implementatie kent enkele beperkingen voor het onderzoeken van de vraagstelling in dit rapport.

De uitkomsten van het ETM zijn openbaar toegankelijk en relatief eenvoudig te bewerken. Ze geven een gedetailleerd overzicht van de inzet en samenhang van technologieën voor energieopwek, -conversie en -gebruik (vermogen per uur). De *in-house* ontwikkelde tool van EBN (zie Appendix A voor een gedetailleerde beschrijving) omvat een theoretisch model van

⁵⁴ Revisie van de BK-scenario's (nog niet gepubliceerd) zal wel een vorm van HTO implementeren

een HT-ATES-systeem en gebruikt de ETM-uitkomsten van de BK-scenario's als input (gedownload vanaf de ETM-website⁵⁵ op 19-08-2020). Dit betreft de uitkomsten van het gereviseerde ETM-model, waardoor waarden af kunnen wijken van de gerapporteerde getallen in het BK-rapport⁵⁶).

Bij de implementatie van warmtebuffering in het gebruikte model worden de volgende aannames meegenomen:

- Grootschalige warmtebuffering wordt alleen ingezet binnen warmtenetten.
- In de zes warme maanden (april - september) worden warmteoverschotten gebruikt voor buffering. In de originele ETM-modeluitkomsten worden deze overschotten niet gebruikt ("unused heat").
- In de zes koude maanden leveren de warmtebuffers deze warmte terug aan de warmtenetten (rekening houdend met de efficiëntie van een HT-ATES).
- Levering van warmte uit een HT-ATES wordt beschouwd als een secundaire warmtebron bovenop de reguliere basislast (o.a. restwarmte, geothermie) en de warmtebronnen met de laagste marginale kosten (zoals zonthermie).
- De extra warmte die de warmtebuffer produceert, wordt bij de overige ("secundaire") warmtebronnen naar rato in mindering gebracht.
- Het model test de effecten van verhoogde inzet van basislast of zonthermie. Om vraag en aanbod in balans te houden, wordt deze extra geproduceerde warmte in absolute zin afgetrokken van de hoeveelheid warmte die geproduceerd wordt door gasboilers.
- HT-ATES wordt beschouwd als een secundaire warmtebron die geen extra piekwarmte kan leveren bovenop de standaard levering. Pieklevering (het snel en incidenteel leveren van warmte bij piekvraag en als backup) blijft daarom ongewijzigd plaatsvinden via gasboilers.

Binnen het gebruikte model kunnen warmteoverschotten in de warme maanden in theorie alle vormen van duurzame warmte met lage marginale kosten omvatten. Voorbeelden zijn basislast (geothermie, restwarmte), seizoensgebonden warmtebronnen (o.a. zonthermie⁵⁷) of warmtepompen die bij goedkope stroom en/of veel omgevingswarmte (in de zomermaanden) overschotten kunnen leveren. In de gepubliceerde BK-scenario's (rapport) wordt alleen gebruik gemaakt van basislast en worden warmteoverschotten weergegeven als ongebruikte warmte.

De gebruikte terminologie van de warmtebronnen zijn hieronder beschreven op inzetvolgorde (*merit order*):

- Basislast (bijv. geothermie, industriële restwarmte)
- Zonthermie (inzet van grootschalige zonnewarmte)
- Levering door warmtebuffer (HT-ATES)
- Secundaire warmtebronnen (bijv. boilers, warmtepompen)
- Backup/pieklevering (piekgasboilers)

Deze studie heeft geen invloed op de invulling van de scenario's, zoals gerapporteerd voor bijvoorbeeld BK (zie Hoofdstuk 2). De keuze voor welke warmtebron dan ook, zoals

⁵⁵ Quintel, december 2019, Regionale sturing (verouderd) – Energietransitiemodel, accessed: 20-10-2020, link: <https://pro.energytransitionmodel.com/scenarios/606411>

⁵⁶ Ouden, B. den, Kerkhoven, J., Warnaars, J., Terwijn, R., Coenen, M., Verboon, T., Tiihonen, T., Koot, A. 2020: Klimaatneutrale energiescenario's 2050, Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, maart 2020, Berenschot en Kalavasta

⁵⁷ De revisie van de BK-scenario's (nog niet gepubliceerd) bevat wel deels zonthermie.

geothermie, aardgasboilers en boilers op houtpellets is gemaakt door de auteurs van die studie(s), en is niet een keuze van de auteurs van dit rapport.

6.3 Input

Voor deze studie wordt aangenomen dat de toepassing van grootschalige warmtebuffering alleen van nut is bij warmtenetten. Dit is niet of slechts beperkt onderzocht door de onderzochte energiesysteemstudies.

Tabel 6.1. De grootte van warmtenetten in de scenario studies binnen beschouwing. Sommige groottes zijn ingeschat omdat ze niet letterlijk gerapporteerd zijn, aannames zijn onder de tabel beschreven.

Studie	REG2050	NAT2050 / NM2050	EU2050	INT2050
BK	55,2 TWh	30,6 TWh	32,8 TWh	38,3 TWh
LSES	-	~15,3 TWh ¹	-	-
ETS (AD2050)	~54,8 TWh ²			
ETS (TR2050)	~78,7 TWh ²			

1. Voor LSES (NM2050) is geprobeerd het originele scenario NAT2050 na te bootsen, maar dan in het model OPERA, wat op fundamentele gronden een ander type model met andere randvoorwaarden is dan het ETM-model. Hierdoor komen het energiesysteem en de uitkomsten niet precies overeen. De gerapporteerde uitkomsten⁵⁸ van LSES spreken van een warmtevoorziening via warmtenetten ter grootte van 12% van het totale warmtesysteem t.o.v. de 25% die warmtenetten innemen in het scenario dat ingevuld is met het ETM-model. Dit is hier geïnterpreteerd als ongeveer de helft.
2. Uitgaande van respectievelijk 91 TWh en 131 TWh levering van warmte, waarvan 60% in warmtenetten, gebaseerd op pagina 45 en 46 in het ETS-rapport. In deze scenario's levert geothermie niet aan de gebouwde omgeving door aangenomen kostenaspecten. Dit kan in TR2050 echter groeien +12,5 TWh (maar dat gaat af van warmtelevering vanuit de industrie). De base case gaat uit van warmtelevering van industrie naar de landbouwsector en gebouwde omgeving, met de respectievelijke verdeling van ongeveer 49 TWh en 44 TWh. De base case geothermieproductie is ongeveer 12 TWh en 11 TWh voor respectievelijk de industrie en de landbouwsector (te vinden op pagina 55 van het ETS-rapport⁵⁹).

De grootte van warmtelevering door warmtenetten is weergegeven in Tabel 6.1. De scenario's resulteren in een range van 30 tot 55 TWh met twee uitschieters van ongeveer 15 en 80 TWh. Zoals verderop uit dit hoofdstuk zal blijken, is voor warmtebuffering niet zozeer de absolute grootte, maar meer de mix van warmtebronnen in het warmtenetsysteem bepalend voor de inzetbaarheid van warmtebuffering.

6.3.1 Beschrijving van gemodelleerde warmtenetten in BK

De vier scenario's van BK zijn uitgebreid toegelicht in Hoofdstuk 3. Figuur 6.1 geeft een overzicht van de rol die warmtenetten spelen in de verschillende scenario's. Hierbij worden de volgende belangrijke verschillen opgemerkt:

1. De omvang van de totale hoeveelheid geleverde warmte aan de verschillende sectoren verschilt sterk. BK rapporteert dat het aandeel van warmtenetten binnen de totale warmtevoorziening voor huishoudens en gebouwde omgeving bij REG2050, NAT2050, EU2050 en INT2050 respectievelijk 45%, 25%, 15% en 15% bedraagt (zie Tabel 6.2).
2. Het soort bronnen dat warmte levert aan warmtenetten verschilt. De precieze omschrijving van de aanwezige bronnen is opgenomen in A.1 Methodiek HT-ATES-modellering. Opvallend is dat drie scenario's ten minste één type bron bevat die als

⁵⁸ Tabel 12 uit: Sijm, J., Janssen, G., Morales-Espana, G., Stralen, J. van, Hernandez-Serna, R., Smekens, C., augustus 2020: The role of large-scale energy storage in the energy system of the Netherlands, 2030-2050, TKI New Gas Project Name: Large Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Gas Fields, TNO (nr: TNO 2020 P11106) (d.d. nog niet gepubliceerd)

⁵⁹ Scheepers, M., Gamboa Palacios, S., Jegu, E., Pupo Nogueira De Oliveira, L., Rutten, L., Stralen, J. van, Smekens, K., West, K., mei 2020, Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050, TNO.

basislast dient, en één scenario niet (of nauwelijks, nl. INT2050). Daarnaast valt op dat bij EU2050 de capaciteit van de basislast op ieder moment precies is afgestemd op de verwachte vraag, kortom: er zijn geen warmteoverschotten.

Tabel 6.2. Warmtelevering als aandeel van de totale warmtevraag per sector voor ieder scenario, zoals gerapporteerd in het BK-rapport.

Scenario	REG2050	NAT2050	EU2050	INT2050
Huishoudens	45%	25%	15%	15%
Gebouwen	45%	25%	15%	15%
Landbouw GT	60%	60%	40%	40%
Landbouw WKK		5%		25%

De BK-scenario's en het ETM zijn bepalend voor hoe warmtenetten worden ingezet binnen deze studie. Hierbij worden de volgende opmerkingen geplaatst:

- In het ETM worden warmtenetten alleen ingezet voor de warmtevraag binnen de gebouwde omgeving (inclusief huishoudens) en de landbouwsector. Grootschalige warmtevraag binnen de industriële sector wordt buiten beschouwing gelaten. Daarnaast valt uit de ETM-output op te maken dat de landbouwsector alleen bij de scenario's NAT2050 en EU2050 van warmtenetten gebruik maakt.
- Het overzicht in Tabel 6.2 doet vermoeden dat inzet van geothermie in de landbouwsector in het ETM niet via warmtenetten wordt geleverd. De inzet van geothermie in deze sector is aanzienlijk (tussen de 8 en 12 TWh volgens het BK-rapport). Dit heeft tot gevolg dat de inzet van geothermie in voor de landbouwsector niet wordt meegenomen bij de analyse van warmtebufferpotentie in deze studie en dat de voordelen dus onvolledig in beeld worden gebracht. Momenteel wordt o.a. gewerkt aan de implementatie van een HT-ATES-demonstratieproject⁶⁰ voor zomerse warmteoverschotten in de tuinbouwsector.

6.3.2 Potentie voor HT-ATES in BK-scenario's

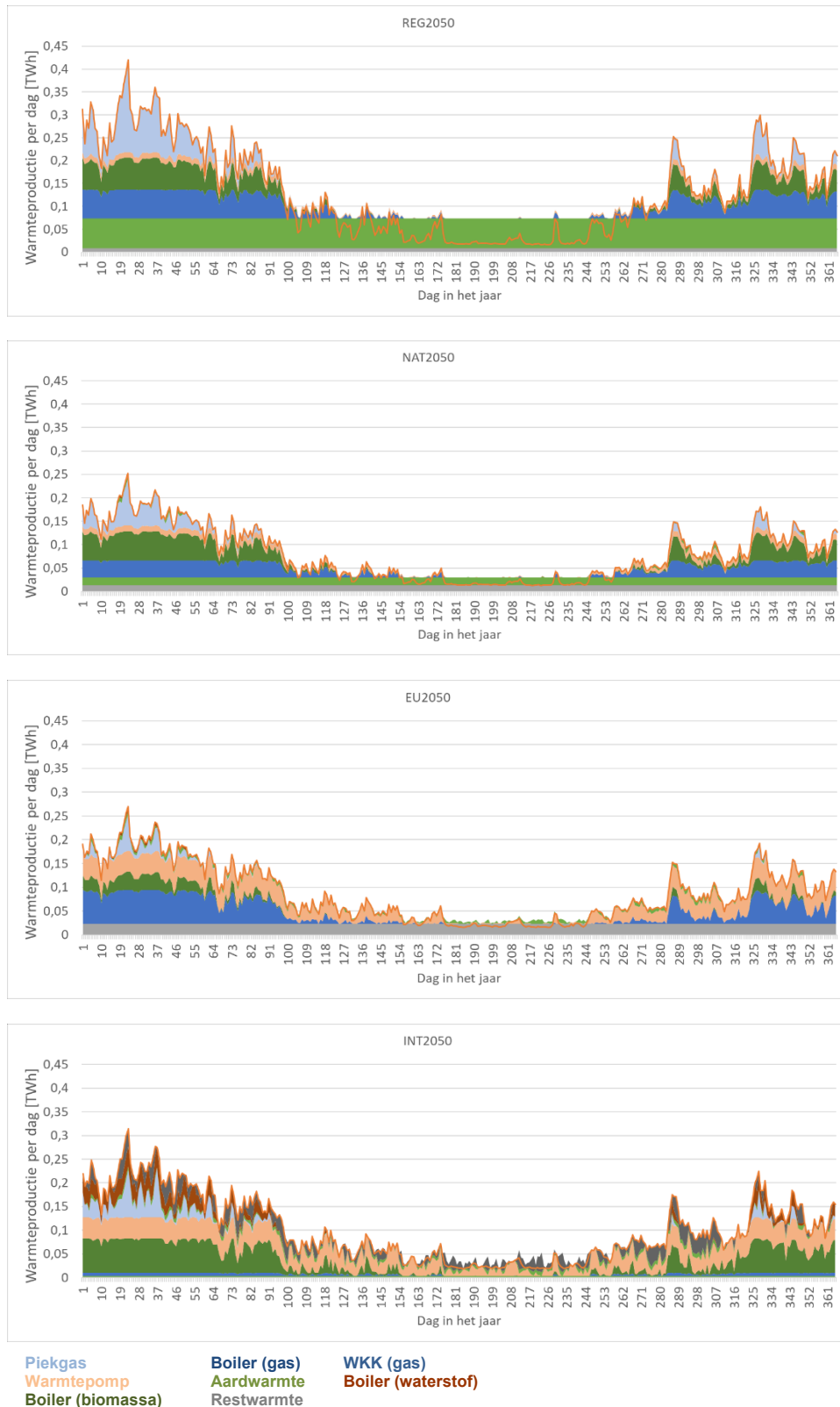
In Tabel 6.3 is de omvang van warmteoverschotten weergegeven. De beperkte overschotten in EU2050 en INT2050 worden gestuurd door de internationale energievoorziening: grote beschikbaarheid (voor import) van waterstof en interconnectie voor elektriciteit. De totale hoeveelheid warmteoverschotten definieert de bovengrens voor de totale hoeveelheid beschikbare warmte om te bufferen. Het is slechts de bovengrens omdat, vanwege de timing, niet alle warmte gebufferd kan worden (bijvoorbeeld als er overschotten zijn wanneer er ook de buffers worden geproduceerd zoals tijdens de winter). Verder zullen er ook verliezen optreden bij transport en bereiken warmtewisselaars geen 100% efficiëntie. Tenslotte zal een deel van de warmte in de buffers verloren gaan waardoor er uiteindelijk minder wordt geproduceerd dan opgeslagen. Omdat er ondergronds menging plaatsvindt met de omgevingstemperatuur, neemt de productietemperatuur steeds verder af naarmate het stookseizoen vordert. Dit proces wordt in meer detail beschreven in Appendix A.2

Tabel 6.3. De totale grootte van overschotten van warmtelevering. Dit is in de scenario's de bovengrens voor de beschikbare warmte die in warmtebuffers gebruikt zou kunnen worden. (ETM-output⁶¹)

Scenario	REG2050	NAT2050	EU2050	INT2050
BK	6,2 TWh	1,4 TWh	0,74 TWh	0,91 TWh

⁶⁰ HEATSTORE, 2020, HEATSTORE Dutch national project, accessed: 11-11-2020, link: <https://www.heatstore.eu/national-project-netherlands.html>

⁶¹ Quintel, december 2019, Regionale sturing (verouderd) – Energietransitiemodel, accessed: 20-10-2020, link: <https://pro.energytransitionmodel.com/scenarios/606411>



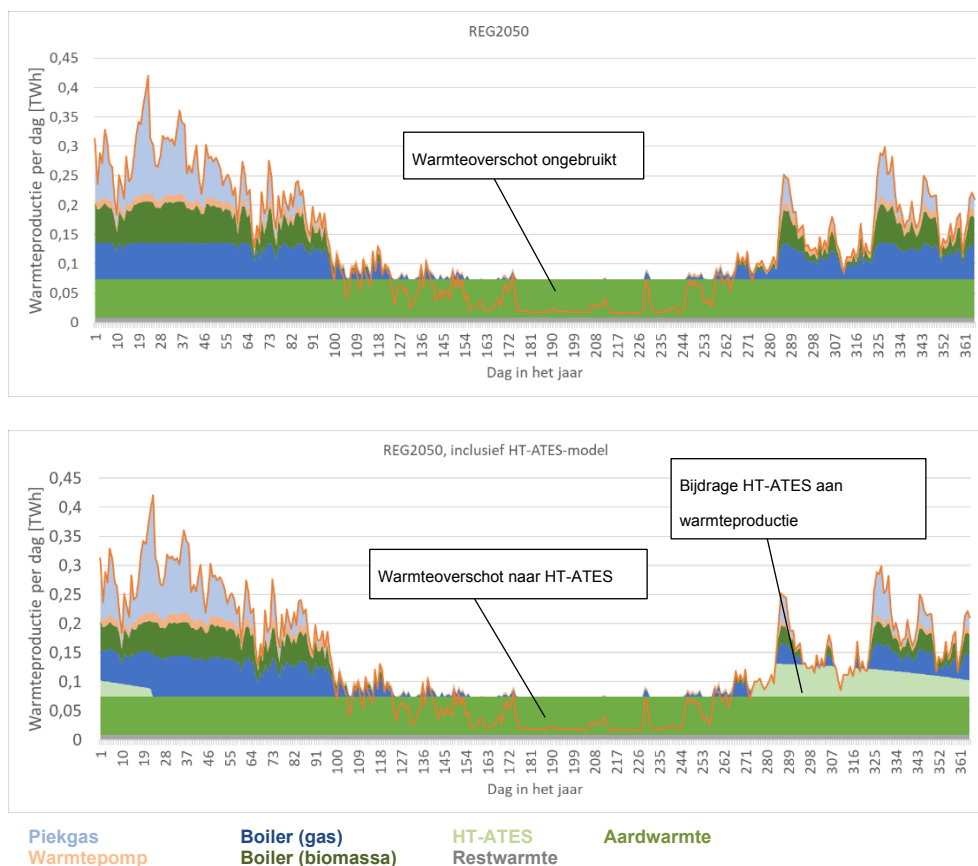
Figuur 6.1. Warmteproductie voor warmtenetten. Grafische weergave van de BK-scenario's zonder warmtebuffering. Voorbeelden van belangrijke warmtebronnen staan in de figuur aangegeven. De rode lijn geeft het verbruik weer.

6.4 Resultaten

In de rest van dit hoofdstuk worden de resultaten steeds aan de hand van de warmteprofielen voor BK-REG2050 toegelicht. De resultaten voor de andere scenario's worden alleen in de tabellen genoemd.

Figuur 6.2 toont de warmteproductie binnen warmtenetten voor het BK-scenario REG2050 zonder en met toevoeging van HT-ATES. Het warmteleveringsprofiel van het totale warmtenetsysteem is voor een standaard weerjaar (zie Paragraaf 3.3) in beeld gebracht. In het bovenste warmteproductieprofiel van Figuur 6.2 is geen HT-ATES toegepast. De overschotten in de zomermaanden (basislast hoger dan warmtevraag) gaan daarbij verloren als ongebruikte warmte. In het onderste warmteprofiel worden de overschotten opgeslagen in HT-ATES. In de herfst is de HT-ATES gevuld en gaat deze bijdragen aan de warmteproductie als secundaire warmtebron. Daarbij worden andere warmtebronnen vervangen (in dit geval warmte geleverd door gasboilers). Tijdens het leeg produceren verliest de buffer gaandeweg vermogen, tot een minimum is bereikt, en worden gasboilers weer in toenemende mate ingezet. Met een grotere buffercapaciteit of een ander moment van opstarten van productie uit HT-ATES, kan de inzet ten opzichte van andere warmtebronnen worden geoptimaliseerd.

In de volgende paragrafen worden de resultaten in verder detail toegelicht.



Figuur 6.2. Warmteproductieprofiel voor warmtenetten. Boven: ETM-output van het REG2050-scenario zonder buffering. Onder: hetzelfde scenario maar bewerkt met het HT-ATES-model van deze studie. De rode lijn geeft het verbruik weer

6.4.1 Toepassing HT-ATES-model

Tabel 6.4 toont de resultaten voor alle scenario's met en zonder HT-ATES. In het algemeen geldt dat met warmtebuffering de basislast in de scenario's efficiënter kan worden ingezet, wat vervolgens in de wintermaanden resulteert in een besparing van o.a. gas, biomassa en elektriciteit voor het genereren van warmte. Dit bijkomend effect wordt nader toegelicht in Paragraaf 6.4.5. Al met al zal de inzet van warmtebuffering dus een potentiële efficiëntiewinst voor het hele energiesysteem opleveren.

In Tabel 6.5 staan de hoeveelheden gebufferde warmte en het totaal benodigde vermogen om de maximale output te halen. Deze getallen zijn berekend op systeemniveau. Om de grootte en het vermogen van individuele buffers te verkrijgen is specifieke informatie nodig omtrent de grootte van het betreffende warmtenet, evenals de soorten warmtebronnen in dat specifieke warmtenet. Paragraaf 6.5.1 bespreekt enkele aannames die zijn gedaan om hiervoor een grove indicatie te kunnen geven.

In de scenario's EU2050 en INT2050 wordt er relatief weinig bespaard op secundaire warmtebronnen. Dit komt in de eerste plaats door de relatief beperkte overschotten waardoor er ook niet veel warmte gebufferd kan worden. Figuur 6.1 laat zien dat de basislast in genoemde scenario's tijdens de zomermaanden in zeer beperkte mate boven de warmtevraag uitkomt. Er is bij het opstellen van de scenario's mogelijk relatief weinig basislast ingericht om veel overproductie (en dus niet bruikbare warmte) te voorkomen. Modelleren met warmtebuffering biedt in dat opzicht kansen om toch meer inzet van basislast mogelijk te maken (en/of meer duurzame warmte met lage marginale kosten), wat vervolgens weer inzet van secundaire warmtebronnen kan besparen. Paragraaf 6.4.2 en 0 gaan hier dieper op in.

Tabel 6.4. Uitkomsten van berekeningen zonder en mét warmtebuffering

BK-scenario		Totale warmte-productie	Totaal niet-basislast	Bespaard op niet-basislast	Efficiëntie van HT-ATES
		TWh	TWh	%	%
REG2050	ETM-output zonder buffer	55,2	28,2		
	Incl. HT-ATES-model	51,2	24,2	14%	70%
NAT2050	ETM-output zonder buffer	30,6	19,7		
	Incl. HT-ATES-model	29,5	18,6	6%	78%
EU2050	ETM-output zonder buffer	32,8	24,1		
	Incl. HT-ATES-model	32,2	23,6	2%	78%
INT2050	ETM-output zonder buffer	38,3	37,2		
	Incl. HT-ATES-model	37,6	36,5	2%	78%

Tabel 6.5. Geleverde warmte door HT-ATES, het aandeel in warmtelevering door warmtebuffers in warmtenetten en het benodigd vermogen van HT-ATES op systeemniveau door implementatie van het HT-ATES-model.

BK-scenario	Geleverde warmte [TWh]	Aandeel in warmtenet	Max output [GWh/d]	Vermogen [MW]
REG2050	4,30	8%	57,7	2400
NAT2050	1,09	4%	13,1	550
EU2050	0,58	2%	6,9	290
INT2050	0,71	2%	8,5	350

6.4.2 Effecten van verhoogde inzet basislast

Deze paragraaf analyseert de mogelijkheden en gevolgen van het inzetten van meer basislast binnen de bestaande scenario's, in samenhang met de aanleg van warmtebuffers die de overtollige warmte in de zomermaanden opslaan. Dit wordt toegelicht aan de hand van aanpassingen binnen het scenario REG2050 (zie Figuur 6.3).

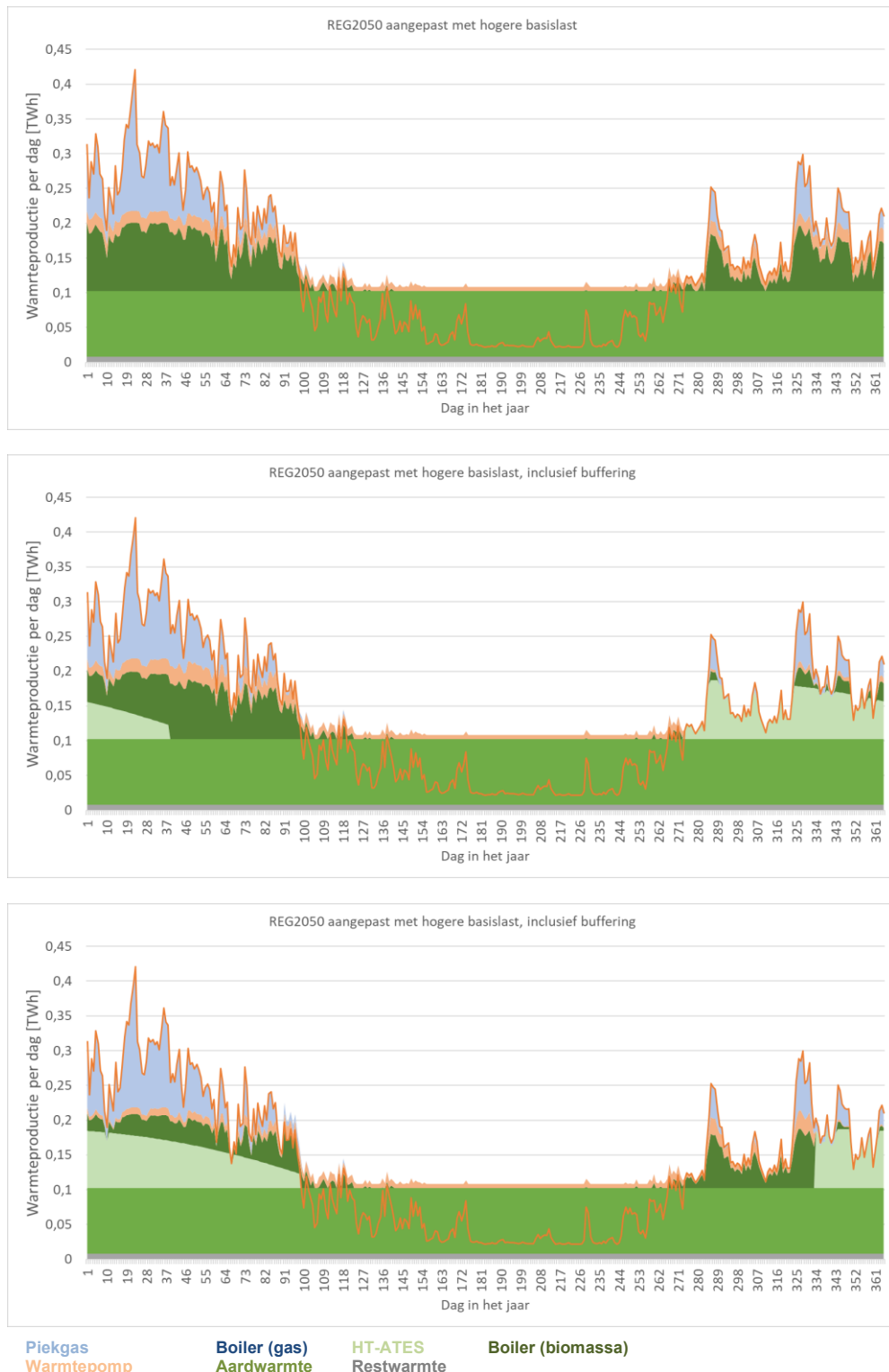
Om de effecten binnen het energiesysteem te testen, is in het aangepaste scenario het aandeel van warmtelevering door gasboilers (exclusief piekgas) vervangen door basislast. Hierbij moet worden opgemerkt dat het vervangen van variabele warmteproductie met basislast + warmtebuffering altijd zorgt voor een hogere primaire warmteproductie aangezien een warmtebuffer niet 100% efficiënt is vanwege warmteverliezen. Daar tegenover staat dat de buffer wordt gevoed door bronnen die anders tijdens de zomermaanden (deels) stil zouden staan (o.a. geothermie, zonthermie), hun warmte lozen (restwarmte) en/of onbenut blijven (bijv. inzetten van warmtepompen met goedkope stroom).

Een variabel inzetbare warmtebron vervangen door basislast betekent bijna per definitie verlies van efficiëntie: een deel van de basislast zal verloren gaan als er niet voldoende warmtevraag is. Dit wordt grotendeels opgelost als het warmtesysteem gecombineerd wordt met een warmtebuffer. Beide effecten zijn terug te zien in Tabel 6.6.

Tabel 6.6. Uitkomsten van het scenario REG2050 en een aanpassing waarbij de warmtelevering door gasboilers vervangen is door basislast. Productie uit warmtebuffers start bij het starten van de koude maanden, of één of twee maanden verschoven.

		Totale warmte-productie	Totaal niet-basislast	Bespaard op niet-basislast	Efficiëntie van HT-ATES
		TWh	TWh	%	%
REG2050	ETM-output zonder buffer	55,2	28,2	0%	
Aangepast scenario: warmte gasboiler vervangen door basislast	Zonder buffer	61,1	23,1	18%	
	Met buffer, 0 mnd verschuiving	55,1	17,2	39%	57%
	Met buffer, 1 mnd verschuiving	54,2	16,2	43%	66%
	Met buffer, 2 mnd verschuiving	53,5	15,5	45%	74%

De vervanging van de warmteproductie uit gasboilers met basislastproductie in scenario REG2050 resulteert weliswaar in een besparing van niet-basislast (5 TWh), maar zorgt, zonder inzet van warmtebuffering, ook voor netto meer primaire warmteproductie (6 TWh). Door het inzetten van een warmtebuffer wordt deze toename weer tenietgedaan en neemt bovendien de benodigde hoeveelheid aan secundaire warmtebronnen verder af. Dit komt omdat warmtebuffering hoger in de *merit order* staat en dus de inzet van secundaire warmtebronnen verdringt.



Figuur 6.3. Warmteproductieprofiel voor warmtenetten in het aangepaste REG2050-scenario met hogere basislast, zoals in de tekst beschreven. Boven: aangepaste scenario zonder buffering. Midden: inclusief HT-ATES, start productie bij aantreden koude maanden. Onder: inclusief HT-ATES, start productie 2 maanden verschoven. De rode lijn geeft het verbruik weer

Afhankelijk van het moment waarop productie uit de warmtebuffering wordt gestart, levert dit een totale besparing van 11 tot 13 TWh op (t.o.v. het originele scenario). De uitkomsten zijn ook weergegeven in Figuur 6.3. Door het aangepaste scenario kan ruim 40% op niet-basislast (secundaire warmtebronnen én piekgasboilers) bespaard worden. Warmtebuffering levert in dit aangepaste scenario 6 tot 8 TWh aan het warmtenetsysteem (resp. 11% tot 14% van de warmte geleverd door warmtenetten).

6.4.3 Effecten van inzet zonthermie

Evenals een hogere inzet van basislast, kan warmtebuffering ook bijdragen aan een grotere en efficiëntere inzet van zonthermie binnen warmtenetten. Beurskens en De Keizer (2020)⁶² schatten het potentieel voor zonnearmte voor alleen stadsverwarming op bijna 2,8 TWh zonder en 5,5 TWh mét warmteopslag. Dit lijkt equivalent aan de observaties voor uitbreiding van basislast. Als warmtebuffering beschikbaar is, dan wordt het toepassen van basislast, en dus ook zonthermie, een stuk aantrekkelijker. In het geval van zonnearmte verdubbelt dit de potentie voor toepassing in warmtenetten.

Het maximum potentieel van ongeveer 5,5 TWh is toegepast in een aangepast scenario gebaseerd op REG2050. De inzet van zonthermie wordt gecompenseerd door een gereduceerde warmteproductie uit gasboilers. Warmtelevering door zonthermie is gemodelleerd met een versimpeld model zoals weergegeven in Figuur 6.4 en geïnspireerd door de schematische weergave van de IEA factsheet⁶³. Als voorbeeld zijn ook de grafieken voor warmtebuffering met resp. 0 en 2 maanden verschuiving weergegeven. De resultaten van deze analyse worden voor alle scenario's weergegeven in Tabel 6.7.

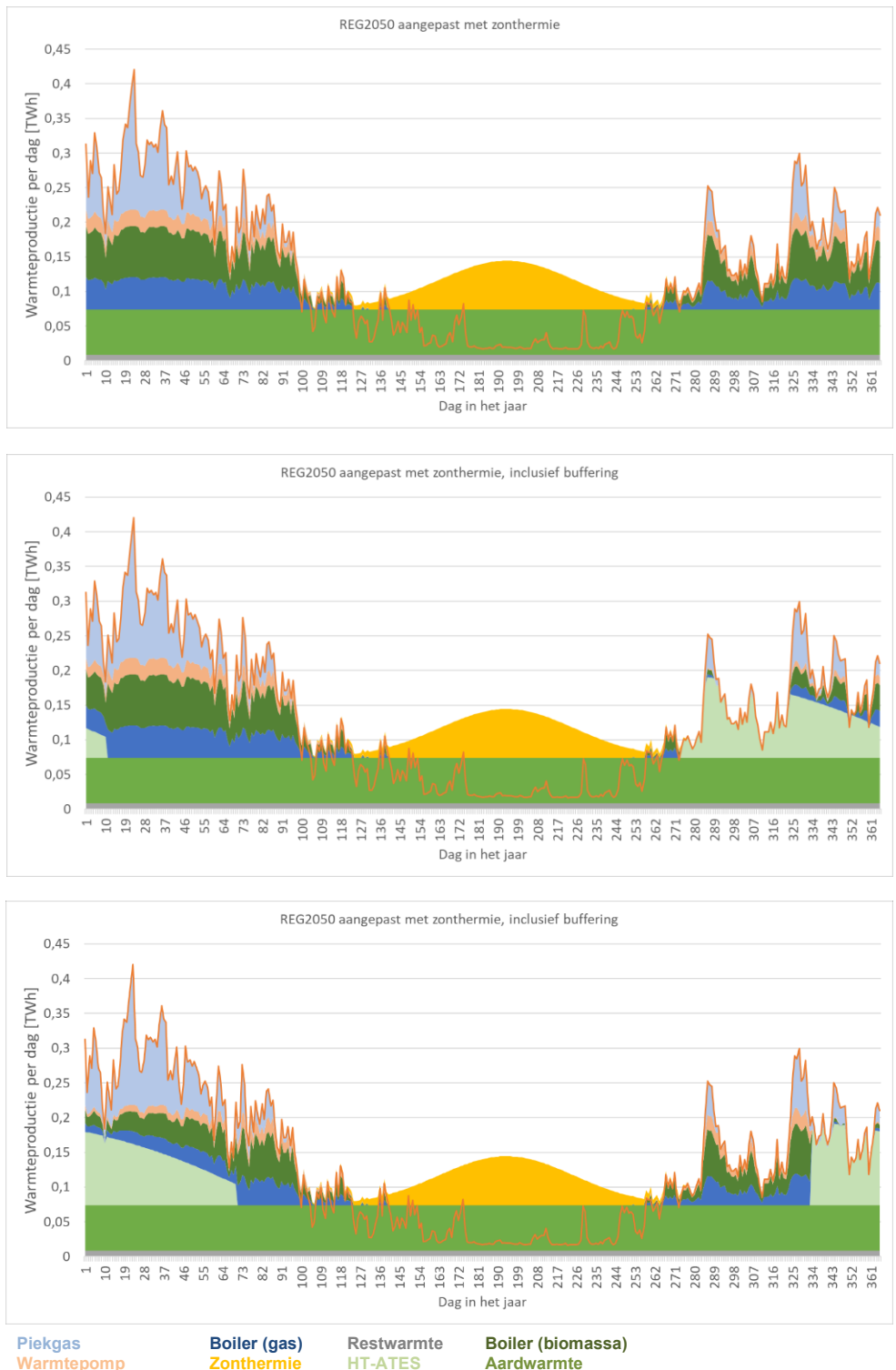
Opvallend is dat door de inzet van bijna 5,5 TWh aan zonthermie en een warmtebuffer met een efficiëntie van ca. 70%, er in absolute zin ongeveer 2,5 TWh minder warmte geproduceerd wordt t.o.v. het scenario zonder buffering. Dit komt omdat in het scenario mét warmtebuffering ook sprake is van een efficiëntere inzet van de basislast. Implementatie van zonthermie en warmtebuffering zorgt daardoor voor ca. 30% (8 TWh) besparing op niet-basislast. Warmtebuffering levert in dit aangepaste scenario 6 tot 8 TWh aan het warmtenetsysteem (resp. 11% tot 15% van de warmte geleverd door warmtenetten).

Tabel 6.7. Uitkomsten van het scenario REG2050 en een aanpassing waarbij zonnearmte bijna 5,5 TWh levert, wat effectief van de warmtelevering door gasboilers afgehaald wordt. Productie uit warmtebuffers start bij het starten van de koude maanden, of één of twee maanden verschoven.

		Totale warmte-productie	Totaal niet-basislast	Bespaard op niet-basislast	Efficiëntie van HT-ATES
		TWh	TWh	%	%
REG2050	ETM-output zonder buffer	55,2	28,2	0%	
Aangepast scenario: deel van warmte gasboiler vervangen door centraal opgewekte zonnearmte	Zonder buffer	60,2	27,8	2%	
	Met buffer, 0 mnd verschuiving	54,1	21,6	23%	57%
	Met buffer, 1 mnd verschuiving	53,1	20,6	27%	66%
	Met buffer, 2 mnd verschuiving	52,3	19,8	30%	74%

⁶² Beurskens, L., Keizer, C. de, 2020, Aanzet tot Routekaart Zonnearmte, RVO project 060.42721, TNO (nr: TNO 2020 R10975)

⁶³ IEA SHC Task 55, 2019, IEA SHC || Task 55 || Integration of Large SHC Systems into DHC Networks, Factsheet Store Solar Energy in Summer for Heating in Winter, IEA SHC, accessed: 02-11-2020, link: <http://task55.iea-shc.org/>



Figuur 6.4. Warmteproductieprofiel voor warmtenetten in het aangepaste REG2050-scenario met zonthermie, zoals in de tekst beschreven. Boven: aangepaste scenario zonder buffering. Midden: inclusief HT-ATES, start productie bij aantreden koude maanden. Onder: inclusief HT-ATES, start productie 2 maanden verschoven. De rode lijn geeft het verbruik weer

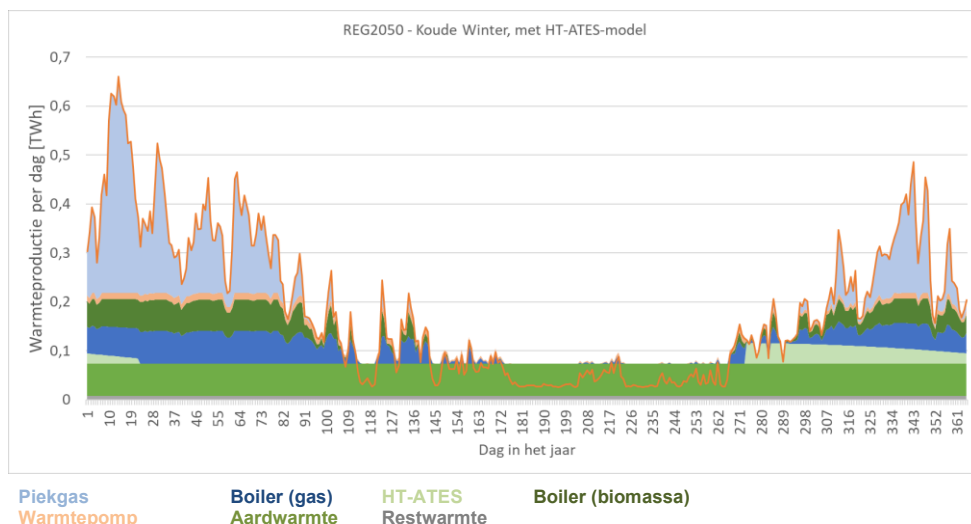
6.4.4 Koude winters

De invloed van extra koude perioden in de winter is voor het scenario REG2050 weergegeven in Tabel 6.8 en Figuur 6.5. In een normaal weerjaar kan met warmtebuffering de inzet van secundaire warmtebronnen binnen dit scenario met ca. 4 TWh worden gereduceerd. Deze reductie bedraagt voor hetzelfde scenario in een koud weerjaar ca. 3,4 TWh. Het verschil kan met name worden verklaard door het feit dat voor dit weerjaar de “warme” zomermaanden ook kouder zijn, en er dus minder warmteoverschotten beschikbaar zijn voor buffering.

Koude winters hebben dus niet of nauwelijks invloed op de inzet van warmtebuffers. Basislastbronnen leveren normaal gesproken al op maximaal vermogen en overige overschotten in de zomer blijven in een koud jaar ongeveer hetzelfde als in een normaal (standaard) weerjaar. Een goed ingerichte warmtebuffer zal volgens hetzelfde vermogen blijven presteren, onafhankelijk van het type weerjaar. Bij een onverwacht koude periode in de winter zal de extra warmte derhalve moeten komen van secundaire warmtebronnen (zoals biomassa en gas) en piekgasinstallaties. Het gevolg is dat er in dat geval geen extra voordeel te behalen is met de inzet van warmtebuffers.

Tabel 6.8. Uitkomsten van berekeningen zonder en mét warmtebuffering van het scenario REG2050, zonder en met koud weerjaar.

Scenario		Totale warmteproductie [TWh]	Totaal niet-basislast [TWh]	Bespaard op niet-basislast [%]	Efficiëntie van HT-ATES [%]
REG2050	ETM-output zonder buffer	55,2	28,2	0%	
	Incl. HT-ATES-model	51,2	24,2	14%	70%
REG2050 – koude winter	ETM output without buffer	71,4	44,4	0%	
	Incl. HT-ATES-model	68,0	41,0	8%	70%



Figuur 6.5. Warmteproductieprofiel voor warmtenetten in REG2050, met als input een koud weerjaar (gebaseerd op 1987). De warmtebuffer start met productie bij aanvang van de koude maanden. De rode lijn geeft het verbruik weer

6.4.5 Effect van warmtebuffering op de rest van het energiesysteem

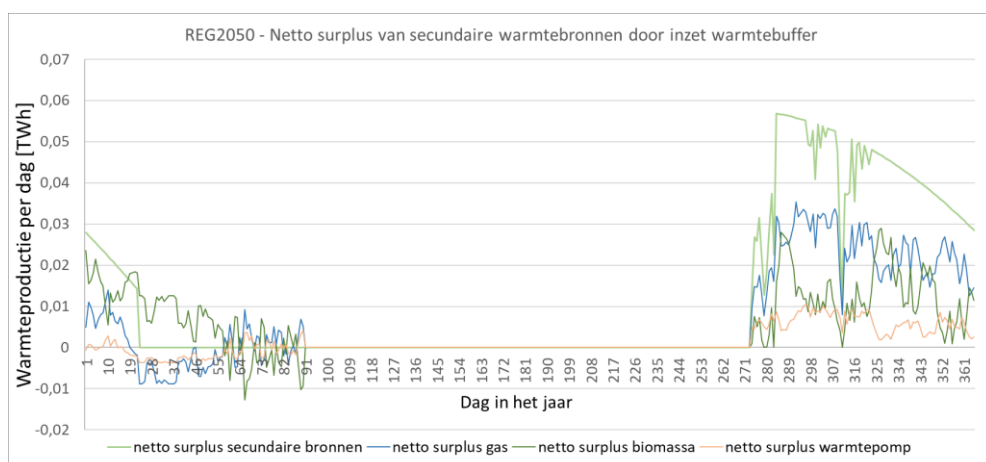
Zoals eerder in dit hoofdstuk besproken, kan het grootschalig toepassen van warmtebuffering de inzet van secundaire warmtebronnen besparen. Een samenvatting hiervan is gegeven in Tabel 6.9, waarbij de geleverde warmte gelijk is aan de besparing aan warmte geleverd door secundaire warmtebronnen. Dit zal op gezette momenten de vraag naar deze bronnen doen dalen. Voor bijvoorbeeld aardgas zou dit mogelijk zelfs de behoefte aan opslag kunnen beïnvloeden. De totale hoeveelheid energiebesparing is in voorgaande secties al besproken.

Tabel 6.9 Geleverde warmte door en benodigd vermogen van HT-ATES op systeemniveau door implementatie van het HT-ATES-model. Herhaling van Tabel 6.5.

BK-scenario	Geleverde warmte [TWh]	Max ouput [GWh/d]	Vermogen [MW]
REG2050	4,30	57,7	2400
NAT2050	1,09	13,1	550
EU2050	0,58	6,9	290
INT2050	0,71	8,5	350

In Figuur 6.6 is de invloed op de drie secundaire bronnen in het scenario REG2050 weergegeven. De totale besparing op secundaire bronnen (“netto surplus”) is gelijk aan de effectieve warmteproductie uit HT-ATES en drukt het verschil uit tussen de modeluitkomsten mét en zonder warmtebuffering. De dagelijkse besparing op deze bronnen is opgesplitst in een profiel voor levering door gas, biomassa en warmtepompen. De andere scenario's (NAT2050, EU2050 en INT2050), alsmede de aangepaste scenario's (meer basislast en inzet zonthermie) zijn hier buiten beschouwing gelaten.

Op het hoogste punt (in de herfst) wordt er in dit aangepaste scenario rond de 0,03 TWh/d aan gas en biomassa bespaard. Ter indicatie: 0,03 TWh/d is het equivalent van 3 mln. Nm³/d aardgas (bij 35 MJ/Nm³ en 24 uur per dag levering). Dezelfde hoeveelheid energie wordt dus ook nog eens in de vorm van biomassa bespaard, wat het equivalent is van ongeveer 6 kiloton aan pellets per dag (uitgaande van 18 MJ/kg). Daarnaast wordt er ook bij pieken rond 0,01 TWh/d aan warmte uit warmtepompen bespaard. Als we ervan uitgaan dat de warmtepompen 24 uur per dag draaien, en de *Coefficient of Performance* (COP) een waarde 4 heeft, komt de besparing neer op een elektrisch vermogen van 105 MW.



Figuur 6.6. Besparing op secundaire warmtebronnen door inzet van warmtebuffering, voor het scenario REG2050. Merk op dat “netto surplus secundaire bronnen” gelijk is aan het bufferprofiel.

6.5 Praktische implicaties en ruimtelijke inpassing

Om gevoel te krijgen voor de praktische consequenties die samenhangen met de inzet van de ingeschatte hoeveelheid warmtebuffering binnen warmtenetten, worden in deze sectie de volgende onderdelen bekeken:

- De orde-grootte van de benodigde warmtebuffering per warmtenet
- De geografische verspreiding van de potentie voor HT-ATES
- De geografische verspreiding van de potentie voor warmteaanbod
- De geografische verspreiding van de potentie voor vraag naar warmtebuffering

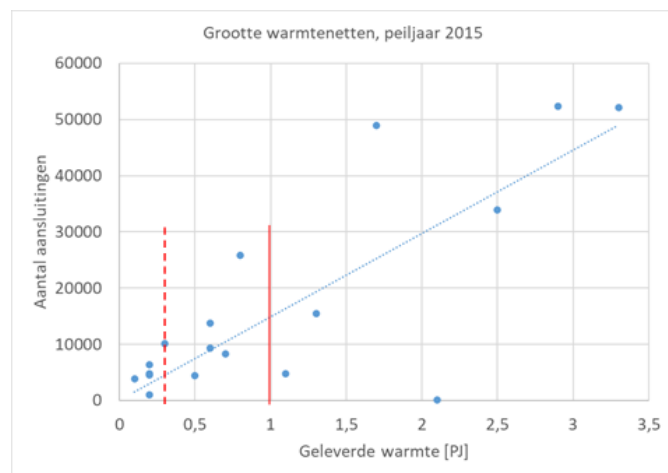
6.5.1 Orde-grootte gemiddelde warmtebuffering per warmtenet

Inzicht in de minimumgrootte van een warmtenet en de grootte van de benodigde warmtebuffer per warmtenet is nodig om te kunnen inschatten of warmtebuffering op basis van HT-ATES ook op grote schaal kan worden ingezet. Bij kleinschaligere warmtenetten zal de nadruk eerder liggen op de inzet van kleinere systemen zoals bijvoorbeeld warmteopslag in begraven tanks en geïsoleerde bassins (zie paragraaf 2.3.4).

Inschatting aantal warmtenetten

Het aantal warmtenetten in 2050 is ingeschat op basis van een gemiddelde grootte. De statistische spreiding van groottes is daarbij buiten beschouwing gelaten. Aan de hand van de gemiddelde grootte van een warmtenet is bepaald hoeveel warmtenetten er in totaal ondergebracht kunnen worden in een scenario. Voor het aantal warmtebuffers is uitgegaan van één warmtebuffer per warmtenet. De grootte van een warmtenet wordt alleen gebruikt om de grootte van een gemiddelde warmtebuffer in te schatten, niet zozeer om het aantal toekomstige warmtenetten te voorspellen.

Bij de huidige warmtenetten is er sprake van een grote spreiding aan groottes (zie Figuur 6.7). De meeste huidige warmtenetten vallen in het domein hoge temperatuur (>75 °C) of midden-temperatuur (55 - 75 °C). In de toekomst zal waarschijnlijk een verschuiving optreden naar midden-temperatuur- en (zeer) lage-temperatuurwarmtenetten (resp. 10 - 30 °C en 30 - 55 °C). Dit resulteert met name in minder transportverliezen. Impliciet betekent dit ook dat de aangesloten huizen beter geïsoleerd zullen zijn, en daarmee dat er minder warmte nodig is. De geleverde hoeveelheid warmte per aansluiting zal dus waarschijnlijk afnemen.



Figuur 6.7. Grootte warmtenetten (data uit Segers et al. (2019)⁶⁴). De doorgetrokken rode lijn geeft de voorgestelde gemiddelde levering per warmtenet weer, en de rood gestreepte lijn een lagere optie.

⁶⁴ Segers et al (2019), CBS en TNO, Warmtemonitor 2017 (nr: TNO 2019 P10792)

Op basis van Figuur 6.7 is in deze studie aangenomen dat de gemiddelde toekomstige warmtelevering per warmtenet ca. 1 PJ zal zijn. Om te onderzoeken wat de consequenties zijn van een lagere warmtelevering per warmtenet is ook gekeken naar een gemiddelde warmtelevering van 0,3 PJ per warmtenet. Deze aangenomen gemiddelden kunnen gebruikt worden, samen met de totale warmtelevering door warmtenetten per scenario (zie Tabel 6.1), om het aantal warmtenetten per scenario te berekenen. Dit is weergegeven in Tabel 6.10.

Tabel 6.10. Een globale schatting van het aantal warmtenetten op basis van 1 PJ levering per warmtenet (rood) en op basis van 0,3 PJ levering per warmtenet (blauw). Gebaseerd op Tabel 6.1.

Studie	REG2050		NAT2050		EU2050		INT2050	
BK	199	662	110	367	118	394	138	460
LSES			~55	~184				
ETS AD2050	~197	~658						
ETS TR2050	~283	~944						

Grootte benodigde warmtebuffering per warmtenet

De grootte van de warmtebuffer wordt enerzijds bepaald door de mix van warmtebronnen. Deze verschilt per scenario. Anderzijds is het aantal warmtenetten bepalend. Als de warmteopslagbehoefte op systeemniveau (Tabel 6.5) en het aantal warmtenetten (Tabel 6.10) bekend is, kan daarmee de grootte van de warmtebuffer per warmtenet (per scenario) berekend worden. Dit is weergegeven in Tabel 6.11.

Inzet van HT-ATES-systemen wordt in principe effectief geacht bij warmtenetten met een vermogen van > 5 MW (het bereik 3 - 12 MW is daarmee redelijk in overeenstemming). In de praktijk zullen kleine warmtenetten ook kleinere warmtebuffers gebruiken die mogelijk buiten het inzetbare bereik van HT-ATES vallen. Bij zeer grote warmtenetten zal het mogelijk wenselijk zijn om meerdere HT-ATES-systemen of een combinatie van warmtebuffertechnieken aan te leggen.

Tabel 6.11. Levering door, aandeel van en vermogen van warmtebuffering in warmtenetten. Herhaling van Tabel 6.5 met als toevoeging de verdeling over het aantal warmtenetten zoals in Tabel 6.10, waarbij rood en blauw staan voor 1 en 0,3 PJ warmtelevering per warmtenet.

	Geleverde warmte [TWh]	Aandeel in warmtenet [%]	Vermogen [MW]	Geleverde warmte per warmtenet [GWh]		Vermogen per warmtenet [MW]	
REG2050	4,30	8%	2400	21,6	6,5	12,1	3,6
NAT2050	1,09	4%	550	9,9	3,0	5,0	1,5
EU2050	0,58	2%	290	4,9	1,5	2,5	0,7
INT2050	0,71	2%	350	5,1	1,5	2,6	0,8

Alternatieven voor warmtebuffering, zoals in het rapport van Ecovat beschreven⁶⁵, richten zich met name op kleinere opslagvolumes en kleinere vermogens. In dat rapport ligt de mid-case van het aantal aansluitingen op 3500 huishoudens, terwijl 1 PJ per warmtenet tegen de 15000 huishoudens voorstelt (zie Figuur 6.7). Een kanttekening hierbij is dat het rapport het uitgangspunt hanteert dat 25% van de geleverde warmte (voor die 3500 huishoudens) uit de warmtebuffer komt. Dit komt niet overeen met het berekende aandeel van de warmtelevering

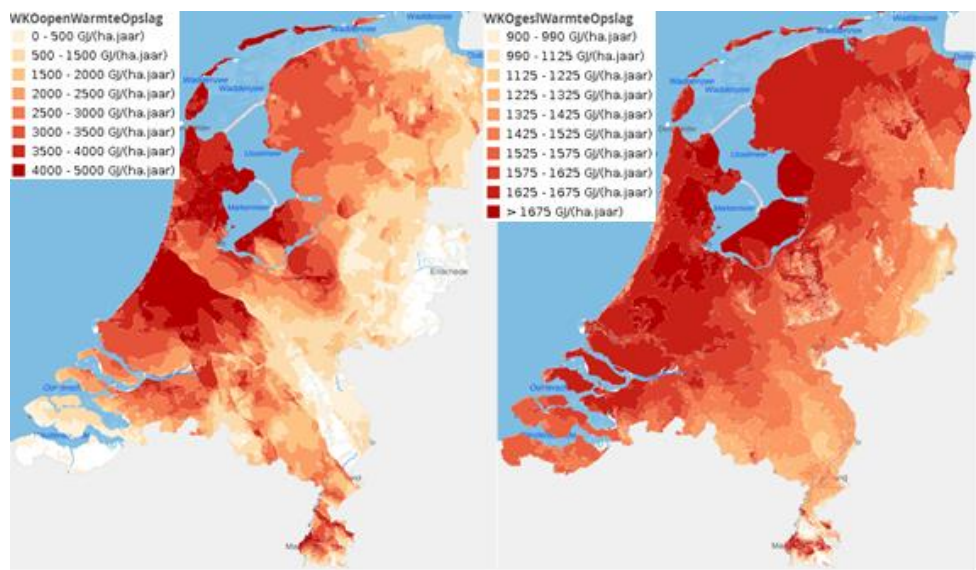
⁶⁵ Groot, S. de, 2020, Economic and thermal performance of Ecovat and comparable thermal energy storage technologies, Ecovat.

door warmtebuffers in warmtenetten (zie Tabel 6.11). Daarom is het beter om de vergelijking te baseren op de hoeveelheid opgeslagen warmte.

De geleverde warmte door warmtebuffering in de mid-case van het Ecovat-rapport is 7 GWh (25% van de warmte voor 3500 huishoudens). Dit kan door een aantal technologieën geleverd worden, waarvan HT-ATES er dus één is. Boven deze schaalgrootte zal de inzet van HT-ATES steeds meer de voorkeur hebben. De gemiddelde opslagbehoefte voor de scenario's, zoals genoemd in Tabel 6.11, ligt dus binnen de range waar HT-ATES samenvalt met de mogelijke inzet van alternatieve warmtebuffersystemen. HT-ATES heeft het voordeel dat het een relatief goedkope technologie is, zeker wanneer een groot opslagvolume kan worden gebruikt. Eén van de grote nadelen is dat de prestatie sterk afhankelijk is van de lokale geologische omstandigheden en dat de Nederlandse ondergrond niet overal geschikt is voor aanleg en toepassing van HT-ATES. Dit wordt in de volgende paragraaf besproken.

6.5.2 Geografische verspreiding van de potentie voor HT-ATES

Verschillende studies bieden inzichten in de geografische verbreiding van geologische formaties die mogelijk geschikt zijn voor aanleg van HT-ATES. Wesselink (2016)⁶⁶ is daar een voorbeeld van. Daarnaast onderhoudt de openbare website Warmteatlas⁶⁷ een interactieve GIS-kaart met daarin ook kaartlagen voor warmteopslag in gesloten en open ATES-systemen (zie Figuur 6.8).



Figuur 6.8. Potentieel voor warmteopslag in ATES-systemen tot een diepte van 250 m⁶⁸. Links: open aquifersystemen, rechts: gesloten aquifersystemen. In de Randstad ligt de waarde zo op het oog tussen de 3 en 5 TJ per hectare per jaar. Merk op dat dit exclusief diepere aquifersystemen is. Kaarten van Warmteatlas

De meest up-to-date analyse voor HT-ATES-potentie is uitgevoerd binnen het project WINDOW⁶⁹. Hierin zijn potentiekaarten gemaakt waarbij locaties zijn geclassificeerd naar de

⁶⁶ Wesselink, M., July 2016: Prospects for HT-ATES in the Dutch energy system, MSc thesis, University of Utrecht and TNO.

⁶⁷ Warmteatlas, RVO, accessed: 29-10-2020, link: www.warmteatlas.nl

⁶⁸ RVO, Potentieel warmte opslag open WKO systeem per buurt – Nationale EnergieAtlas, accessed: 02-11-2020, link: <https://nationaleenergieatlas.nl/potentieel-warmte-opslag-open-wko-systeem-per-buurt>

⁶⁹ Dinkelman, D., Bergen, F. van, Veldkamp, J., 2020: Geological model, shallow subsurface temperature model and potential maps for HT-ATES in the Netherlands. WINDOW research programme. (nr: TNO 2020 R11686) (incl. Appendix 4: Potential Map Results)

categorieën “gunstig”, “mogelijke showstopper”, en “één of meer showstoppers”. De criteria worden benoemd in Tabel 6.12. De geologische formaties die binnen het WINDOW-onderzoek zijn bekeken, zijn (in het Engels):

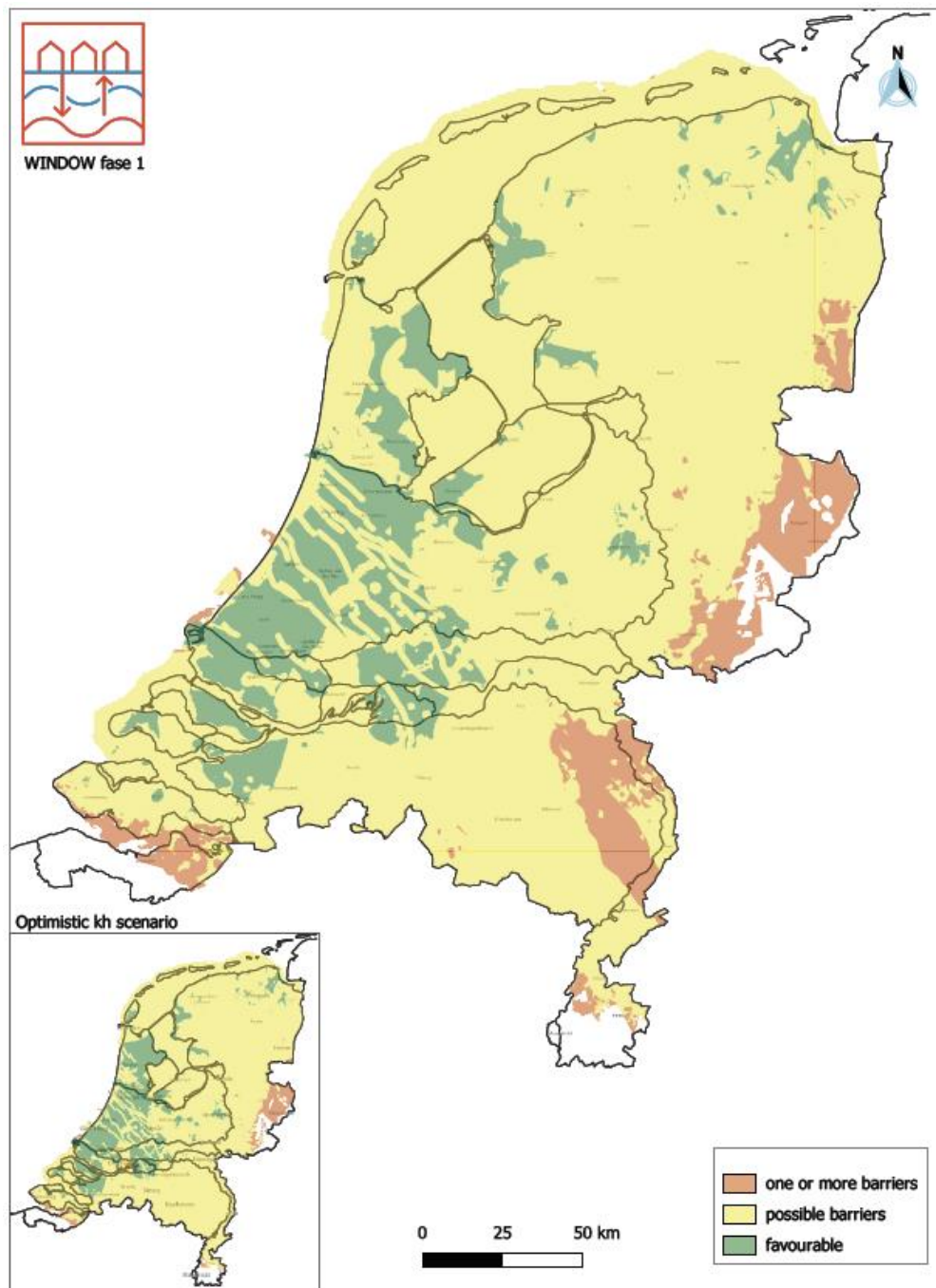
- *Kiezelloöliet Formation*
- *Peize & Waalre Formation*
- *Peelo Formation*
- *Maassluis Formation*
- *Oosterhout Formation*
- *Breda Formation*
- *Brussels Sand Member*
- *Lower Detfurth Sandstone Member*

De rapportage van het WINDOW-project geeft aan dat dit overzicht verbeterd kan worden door de resultaten van aanvullende beschikbare boorgegevens in Nederland mee te nemen. Hierdoor geven de kaarten alleen een globale indruk, die lokaal kan afwijken van bevindingen door boringen.

Figuur 6.9 laat het totale geaggregeerde niveau zien van de toegekende labels van alle geologische formaties. Als een gebied een groen label heeft, dan is er ten minste één geologische formatie met gunstige eigenschappen voor HT-ATES (i.e. alle criteria van Tabel 6.12 hebben het label “gunstig”). Een geel gebied heeft ten minste één formatie waarin misschien HT-ATES toegepast kan worden, maar waarvoor wel één of meerdere mogelijke barrières geconstateerd zijn. Rood gebied heeft zeer waarschijnlijk geen HT-ATES-potentie.

*Tabel 6.12. Criteria gebruikt voor screeningstudie potentieel HT-ATES in Nederland (door WINDOW). De criteria zijn gebaseerd op een workshop door de WINDOW-uitvoerders. Merk op dat lithologie (silt-clay; limey-sand, glauconite, sand) niet is meegenomen in deze studie. * meter below ground surface*

	Criterion	Barrière	Mogelijke barrière	Gunstig
1	Diepte zandpakket		<50, >500 m bgs*	50-500 m bgs*
2	Dikte zandpakket	< 10 m	10-15 m	> 15 m
3	Horizontale hydraulische conductiviteit	< 5 meter/dag		≥ 5 meter/dag
4	Aanwezigheid afsluitende toplaag (klei)		Risico op afwezigheid toplaag	Zekerheid over aanwezigheid
5	Breuken		< 1 km	> 1 km
6	Stroomsnelheid grondwater		> 20-30 meter/jaar	< 20-30 meter/jaar
7	Concentratie chloride		Zoet en brak water (zout/zoet-water-interface)	Zout water
8	Beschermde grondwatergebieden		Binnen beschermd gebied	Buiten beschermd gebied

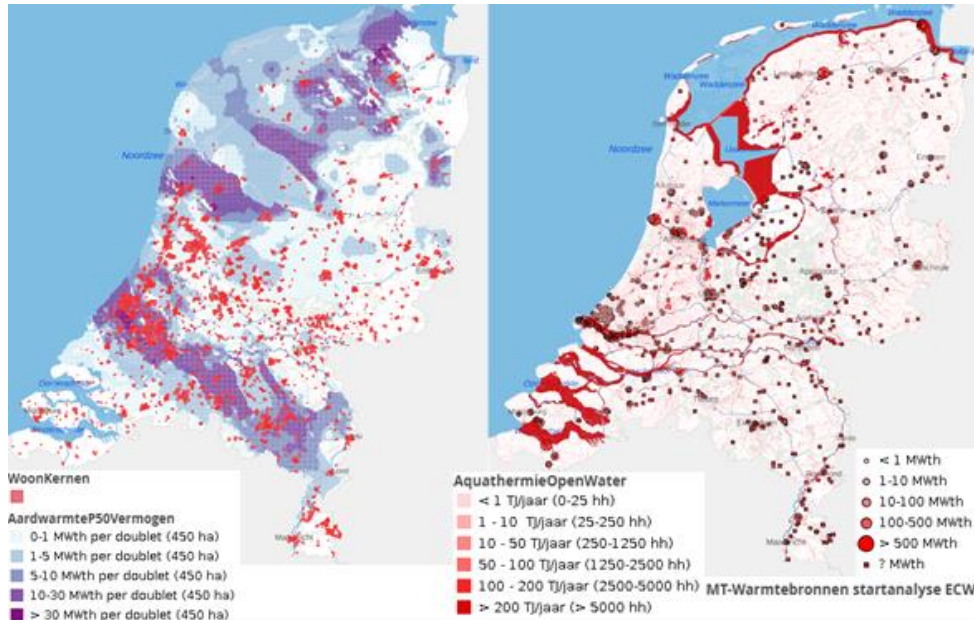


Figuur 6.9. Geografische verspreiding ondergronds potentieel HT-ATES, uit WINDOW. Deze kaart is niet gekalibreerd met productiegegevens. De kaart blijkt uit gegevens van bestaande WKO-systemen misschien wat pessimistisch te zijn. De kleine kaart in de hoek laat de resultaten zien met meer optimistische aannames.

6.5.3 Geografische verspreiding van de potentie voor warmteaanbod

Warmtebronnen binnen warmtenetten die gecombineerd kunnen worden met grootschalige warmtebuffering zijn onder andere: zonthermie, omgevingswarmte, geothermie, aquathermie en restwarmte. De laatste drie zijn gebonden aan specifieke geografische condities. De potentie voor warmte in het bereik midden-temperatuur en hoger, is weergegeven in Figuur 6.10. Voor geothermie valt op dat de kaarten redelijk veel potentie weergeven in bewoond gebied in Zuid-Holland en Noord-Brabant. Onder het stedelijk gebied

rondom Amsterdam tonen deze kaarten weinig potentie voor geothermie. Daarbij moet worden opgemerkt dat de kaarten van de Warmteatlas in delen van Nederland een grote onzekerheid kennen. Met het beschikbaar komen van nieuwe gegevens en analyses van de ondergrond kan het beeld lokaal veranderen. EBN en TNO werken samen aan het SCAN-programma⁷⁰, waarin de evaluatie van geothermisch potentieel in gebieden met weinig of minder betrouwbare gegevens wordt verbeterd.



Figuur 6.10. Potentie voor warmtebronnen op midden-temperatuur (MT) en hoge-temperatuur. Links de indicatie voor aardwarmtepotentie (in paars), inclusief de markering van woongebieden, rechts de indicatie voor MT-warmtebronnen en voor aquathermie. Deze kaarten gelden als indicatie. Bron: Warmteatlas

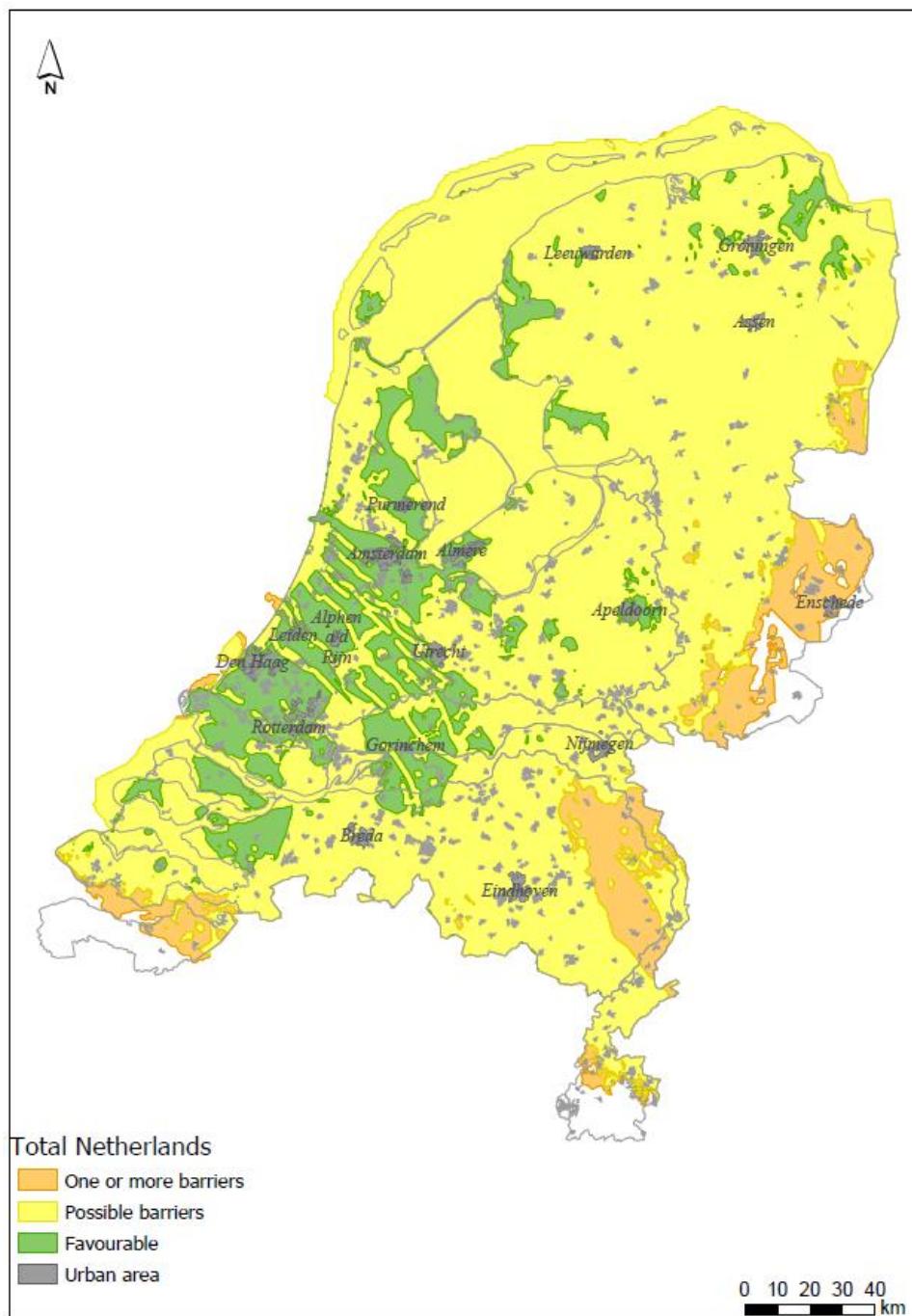
6.5.4 Geografische verspreiding van de potentie voor inzet van warmtebuffering

De gebieden die in aanmerking komen voor inzet van HT-ATES liggen met name in stedelijk of bewoond gebied en in gebieden waar glastuinbouw in samenhang met warmtenetten aanwezig is of mogelijk ontwikkeld kan worden. De combinatie van bewoond gebied en HT-ATES-potentie is weergegeven in Figuur 6.11.

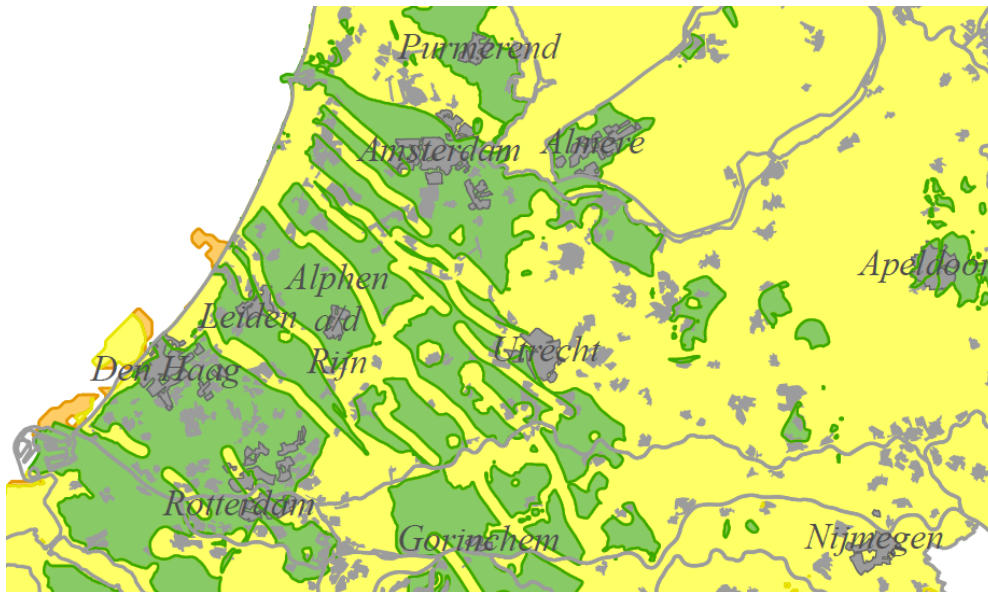
De kans voor grootschalige toepassing van HT-ATES is in Nederland relatief groot. Op basis van de combineerde kaarten wordt het stedelijk gebied Rotterdam-Den Haag, Leiden, Alphen aan den Rijn, Gorinchem, Amsterdam, Purmerend, Almere, en delen van Utrecht-Nieuwegein en Apeldoorn aangemerkt als gunstig gebied voor inzet van HT-ATES (ingezoomd groene gebied in Figuur 6.12). Andere bewoonde gebieden in het overgrote deel van Nederland (“geel” gebied in Figuur 6.11) heeft in principe nog steeds potentie, maar daar moet verder onderzoek worden verricht naar “mogelijke showstoppers”.

De belangrijkste showstoppers zijn met name geïdentificeerd in oostelijk Nederland en het zuiden van Zeeland en Limburg.

⁷⁰ Duurzame energie in Nederland – SCAN aardwarmte, EBN en TNO, <https://scanaardwarmte.nl/>



Figuur 6.11. Kaart van potentie voor HT-ATES met een indicatie van stedelijk gebied (grijs) (niet al het bewoond gebied is aangegeven). Kaart op basis van Figuur 6.9.



Figuur 6.12. Snapshot van Figuur 6.11, ingezoomd op de randstad. Het stedelijk gebied Rotterdam-Den Haag, Leiden, Alphen aan den Rijn, Amsterdam, Almere, maar mogelijk ook delen van Utrecht-Nieuwegein liggen in gunstig gebied.

6.6 Discussie

Deze studie probeert te bepalen wat de waarde van warmtebuffering kan zijn voor warmtenetten en voor het gehele energiesysteem. Het heeft niet de doelstelling de aannames en keuzes in de modellen en studies ter discussie te stellen die voor deze studie bekeken zijn. Specifieke gevolgen voor warmtebuffering door keuzes in de scenario's of modellering zijn eerder in dit hoofdstuk per onderwerp benoemd en worden hier niet herhaald.

6.6.1 Discussie over de inrichting van warmtenetten

In de praktijk zorgt het verschil in weerjaren voor een onvoorspelbaarheid die het nodig maakt om overcapaciteit (bijv. in de vorm van secundaire bronnen) in te bouwen in het systeem. Voor de huidige studie, en de onderliggende BK-scenario's, is niet bekeken welke inrichting van het warmtenetsysteem zo kosteneffectief mogelijk is. Dit heeft gevolgen voor de inrichting van het warmtesysteem, specifiek wanneer er rekening gehouden moet worden met koude jaren.

Aanpassingen van de onderzochte scenario's met meer basislast en/of zonthermie zullen waarschijnlijk grote(re) besparingen op secundaire bronnen veroorzaken, wat een grotere invloed op de rest van het energiesysteem en overige energieopslag zal hebben. Dit is in deze studie niet verder onderzocht.

6.6.2 Discussie over de praktische inpassing in warmtenetten

Voor deze studie is voor het inschatten van de grootte van de benodigde warmtebuffering per warmtenet de aanname gemaakt dat elk warmtenet even groot is en binnen het bekeken scenario dezelfde karakteristieken heeft, zoals de warmtevraag en type warmtebronnen. In de realiteit zal er een spreiding in grootte zijn tussen een aantal grote (en/of gekoppelde) warmtenetten, en kleine lokale warmtenetten. Deze zullen ieder hun eigen karakteristieken hebben, met name in de combinatie van warmtebronnen per net, maar ook transport- en distributie-infrastructuur, vraagprofiel, temperatuurniveau(s) en ontwikkelingsperspectief.

Het is waarschijnlijk dat grote netten een type warmtebron hebben voor de basislast (geografisch afhankelijk, denk aan geothermie of restwarmte), één of twee typen secundaire warmtebronnen en een piekleveringsinstallatie. Het is ook heel goed mogelijk dat de kleinste warmtenetten helemaal geen basislast hebben, en slechts warmtebron voor de primaire levering (zoals een warmtepomp of een boiler) en een warmtebron voor de pieklevering. De warmtenetten zonder basislast of goedkope bronnen in de zomer (omgevingswarmte, zonthermie) zullen ook geen behoefte hebben aan een seizoensbuffer. Dit zou kunnen betekenen dat de behoefte aan grootschalige warmtebuffering (in het bijzonder HT-ATES) vooral voor zal komen bij de middelgrote en grote warmtenetten, en per definitie alleen bij de warmtenetten met tenminste één warmtebron die in de zomer warmteoverschotten heeft en/of erg goedkoop is.

Voor middelgrote warmtenetten en groter lijkt het toepassen van HT-ATES verstandig, maar dit is wel volledig afhankelijk van het type warmtevoorziening van het warmtenet. Bij een gemiddelde warmtelevering van 1 PJ per warmtenet is de gemodelleerde (jaarlijkse) warmtelevering uit de warmtebuffer ergens tussen de 5 en 22 GWh, afhankelijk van het BK-scenario. Bij scenario's met weinig (of praktisch geen) basislast (REG2050, EU2050) zijn er weinig warmteoverschotten, en dus valt er ook weinig te bufferen. Bij dit soort scenario's is het wel extra belangrijk om in meer detail te kijken naar de inrichting van individuele warmtenetten ("deze heeft wel basislast, deze niet"), dat is niet gedaan in deze studie. Aan de andere kant van het spectrum, bij veel inzet van basislast (restwarmte, geothermie) ligt de gemiddelde warmtelevering uit warmtebuffers op 10-22 GWh. Opnieuw dient hier opgemerkt te worden dat alle vier de scenario's uit BK zo ingericht zijn dat er geen rekening gehouden is met warmtebuffering. Zoals eerder gezien in dit hoofdstuk, maakt het toepassen van warmtebuffering de mogelijkheden voor basislast en zonthermie een stuk gunstiger. Rekening houden met warmtebuffering kan dus betekenen dat er meer gebruik gemaakt zal worden van warmtebuffering dan nu gemodelleerd met deze scenario's.

In werkelijkheid zal een spreiding van warmtenetgroottes bestaan. De huidige warmtenetten leveren 0,1 tot 3,5 PJ per jaar. Dit zou een spreiding van ongeveer 0,5 GWh tot pakweg 75 GWh aan opslagbehoefte betekenen (uitgaand van de warmtenetconfiguraties van de BK-scenario's). Alle BK-scenario's zouden meer gebruik kunnen maken van warmtebronnen met duurzame overschotten in de zomer als er rekening gehouden wordt met beschikbaarheid van warmtebuffering. Dit zou betekenen dat de gemiddelde warmtebuffers voor die scenario's groter zouden worden. Zeer grote HT-ATES-systemen van tegen de 100 GWh worden niet uitgesloten voor de toekomst, maar concrete ervaring met dit formaat projecten ontbreekt.

Een concreet voorbeeld van HT-ATES-project wordt gerealiseerd door ECW in Middenmeer⁷¹. Deze warmtebuffer heeft een grootte van ongeveer 10-20 GWh. Dit lijkt erg op de gemiddelde groottes die bepaald zijn in Paragraaf 6.5.1 en Tabel 6.11 (met name REG2050 en NAT2050, die voldoende warmtebronnen hebben met overschotten in de zomer).

6.6.3 Discussie over de geografische inpassing

In het algemeen is het belangrijk te benadrukken dat de resultaten van de onderliggende studies (zoals WINDOW) gebruikt kunnen worden voor een eerste screening, maar dat meer onderzoek in specifieke locaties altijd nodig is. Dit geldt zowel voor locaties die liggen in een

⁷¹ Meer informatie via IF Technology <https://iftechnology.nl/kennisbank/hto-een-sleutelrol-in-de-energietransitie/> en HEATSTORE <https://www.heatstore.eu/national-project-netherlands.html>

gebied waarin mogelijk één of meerdere showstoppers liggen, als voor locaties die in gunstig gebied liggen.

De potentiële grootte van de ondergrondse inpassing van een HT-ATES geeft inzicht in de ruimtelijke implicaties. Op basis van ondergrondmodellering voor o.a. HEATSTORE zijn de ondergrondse afmetingen van een middelgrote tot zeer grote HT-ATES-projecten geschat op een areale doorsnede van enkele honderden meters tot ongeveer een kilometer. Dat is dus maximaal ongeveer een vierkante kilometer per project. Inrichting van enkele honderden projecten zou dus in theorie goed moeten passen in Nederland (oppervlak vasteland ~ 40.000 km²). De ruimtelijke inpassing zal echter wel regie vergen, omdat de verschillende HT-ATES-projecten en andere ondergrondse belangen zo min mogelijk moeten interfereren.

Uiteraard is ook draagvlak voor HT-ATES-projecten in de gebouwde omgeving belangrijk, dat daarom ook invloed kan hebben op het technisch potentieel dat geïmplementeerd kan worden. Een ander aandachtspunt is het totaal aan uit te voeren projecten. De keten van partijen die HT-ATES-projecten kunnen leveren is nog niet klaar om grote hoeveelheden projecten binnen afzienbare tijd te realiseren. De realisatietijd is dus een belangrijk aandachtspunt. Kortom, het is technisch waarschijnlijk mogelijk om de in kaart gebrachte opslagbehoefte te realiseren. Echter, gezien de omvang van de opslagbehoefte, gaat dit om veel projecten, wat uitdagingen oplevert op het gebied van realisatietijd en ruimtelijke inpassing.

6.6.4 Discussie over de revisie van de BK-scenario's en input voor het ETM

Voor het onderdeel "Warmtebuffering" in de huidige studie is de originele BK-input gebruikt. Intussen (sinds juni 2020) is een revisie van de scenario's te vinden op de ETM-website. Deze revisie is ontstaan door review van en discussie met een 'klankbordgroep' en 'experts' (Afman en Douwes, 2020)⁷². De revisie van de originele BK-scenario's en -input laat voor warmtenetten een aangepast beeld zien. Dit is nog niet gepubliceerd in een vervolgrapport. Omdat deze resultaten nog niet in een publiek rapport gepubliceerd zijn en de modellen pas in een laat stadium vrijgegeven zijn, is de revisie in dit hoofdstuk vrijwel buiten beschouwing gelaten. De input en output van de revisie zijn niet in detail onderzocht. Om toch een indruk te geven is in Appendix A een uitgebreide samenvatting van de wijzigingen gegeven, evenals een indruk van de effecten die revisie van de scenario's hebben op het stuk warmtebuffering.

Aanpassingen in revisie voor warmtenetten t.o.v. "originele input", zoals opgesomd in Afman en Douwes (2020):

- Het ETM bevat nu een betere, uurlijkse modellering van warmtevraag.
- De inzetvolgorde van warmtebronnen is aangepast.
- Warmtebuffering is toegevoegd in alle scenario's.
- Power-to-heat als flex-oplossing is toegevoegd (in NAT2050).
- Zonthermie is toegevoegd (in REG2050).

Een exacte weergave van (het verschil in) warmtebronnen is weergegeven in Tabel A1 in A.1

Methodiek HT-ATES-modellering. Opvallend is het verdwijnen (na de revisie) van de inzet van restwarmte in de meeste scenario's, het toevoegen van warmte door afvalverbranding in de meeste scenario's en het toevoegen van zonnewarmte in alle scenario's. Merk op dat de opmerking hierboven over zonthermie ("alleen in REG2050") niet lijkt te kloppen. Het verdwijnen van de restwarmte in de meeste scenario's wordt niet genoemd in de opsomming.

⁷² Afman, M., Douwes, M., 2020: Aanpassingen klimaatneutrale energiesysteem scenario's 2050, Werkgroep iNET, Netbeheer Nederland.

Interessant genoeg heeft de revisie van de scenario's ervoor gezorgd dat een groot deel van de algemene observaties van dit hoofdstuk beter zijn meegenomen (gebruik warmtebuffering, er is ruimte voor zonthermie in, er is ruimte voor meer basislast). Het warmtebuffer-model zoals geïmplementeerd in het ETM verschilt van het HT-ATES-model zoals voorgesteld in deze studie, met name doordat er geen rekening is gehouden met het dalend vermogen door temperatuurval. Dit heeft als consequentie dat het profiel van warmtelevering in het warmtebuffer-model (van het ETM) ogenschijnlijk evenredig over de koude maanden verdeeld is en dat er geen rekening is gehouden met een variabele warmtebuffer-efficiëntie. Dat gezegd hebbende, is de invloed op het gehele energiesysteem in hoeveelheden benodigde energie per jaar een stuk verbeterd, al zal er over de invloed op pieken op dag- en uurbasis nog wel gediscussieerd kunnen worden.

In het algemeen lijkt de potentie voor warmtebuffering in REG2050 en NAT2050 te zijn toegenomen. In EU2050 is de potentie nagenoeg verdwenen. Er is geen verdere kwantitatieve analyse gedaan naar de verschillen in de originele en revisie-scenario's. Meer informatie over de verschillen is te vinden in Appendix A.

6.7 Conclusies

- De bestudeerde studies met de bestaande modellen nemen nog onvoldoende de inzet van grootschalige warmtebuffers mee. Aanpassing van de modellering van het energiesysteem door inpassing van warmtebuffering zou volgens de huidige studie een besparing op de warmteproductie uit secundaire warmtebronnen (bijv. gas, biomassa, elektriciteit) kunnen opleveren. De kleinste besparing kwam voort uit aanpassing van EU2050, dat potentieel heeft voor jaarlijks ongeveer 0,5 TWh (in 2050) (2% van de warmte geleverd door warmtenetten). De grootste besparing kwam voort uit aanpassing van REG2050, ongeveer jaarlijks 4,5 TWh (in 2050) (8% van de warmte geleverd door warmtenetten). In de bestudeerde scenario's kwamen de warmteoverschotten van basislastproductie in de zomer. Feitelijk zou je kunnen zeggen dat het niet meenemen van warmtebuffering gelijk staat aan de curtailment van deze warmtebronnen.
- Het implementeren van warmtebuffering maakt het mogelijk om meer goedkope duurzame warmte in het systeem te integreren. Dit betreft zowel duurzame basislast (zoals geothermie en restwarmte), als warmtebronnen die goedkoop zijn in de zomer (zoals omgevingswarmte en zonthermie). Effectief zou dit betekenen dat er minder inzet van secundaire bronnen nodig is (zoals gas of biomassa).
- Dit is conceptueel getest voor het scenario REG2050 door de hoeveelheid basislast te verhogen ten koste van de warmtelevering door gasboilers (exclusief pieklevering). De grootte van de geleverde warmte uit de HT-ATES is dan ongeveer 6 tot 8 TWh (in 2050) (resp. 11% tot 14% van de warmtelevering door warmtenetten). De besparing van secundaire bronnen ligt in dit aangepaste scenario hoger (t.o.v. het originele scenario) doordat de levering van gasboilers al vervangen is: ongeveer 11 tot 13 TWh.
- Een soortgelijke observatie kan gedaan worden over de bijdrage van grootschalige zonthermie. In combinatie met warmtebuffering kan dit een nuttige bijdrage leveren aan de warmtevoorziening door warmtenetten. Dit is conceptueel getest voor het scenario REG2050, waardoor de grootte van de geleverde warmte uit de HT-ATES dan ongeveer 6 tot 8 TWh is (in 2050) (resp. 11% tot 15% van de warmtelevering door warmtenetten). De besparing van secundaire bronnen is zelfs

iets hoger, doordat zonthermie in de zonnige maanden de inzet van secundaire warmtebronnen al iets laat afnemen.

- Het effect van toepassing van warmtebuffering in warmtenetten op het gehele energiesysteem is niet onaanzienlijk. Los van de bespaarde hoeveelheden energie, is voor de dagelijkse energievraag in REG2050 bepaald dat dit op de pieken (de start van het inzetten van de warmtebuffer) gelijk staat aan de inzet van gezamenlijk ongeveer 3 mln N m³/d aardgas, 6 kiloton pellets per dag en het vragen van 24 uur aan 100 MW elektrisch vermogen.
- Op basis van de bekeken BK-scenario's valt een inschatting te maken van het aantal warmtenetten en benodigde warmtebuffers. Uitgaande van een gemiddelde warmtelevering per warmtenet van 1 PJ is het aantal benodigde warmtebuffers in de BK-scenario's ingeschat op 100-200 stuks (uitgaande van 0,3 PJ is het aantal 350-700). Deze getallen dienen slechts ter indicatie.
- Dit zou voor REG2050 gemiddeld de grootste warmtebuffers opleveren, met een opslagcapaciteit en piekvermogen (voor gemiddeld 1 PJ per warmtenet) van 22 GWh en 12 MW. Voor EU2050 zou dit gemiddeld de kleinste warmtebuffers opleveren, met een opslagcapaciteit en piekvermogen van 5 GWh en 2,5 MW (voor gemiddeld 1 PJ per warmtenet). Deze groottes liggen in het bereik van HT-ATES, al zijn er, zeker voor het gemiddelde van EU2050, alternatieven beschikbaar. De groottes van de huidige warmtenetten (tot 3,5 PJ levering per jaar) zouden volgens bovenstaande redenering tot ongeveer 75 GWh opslagbehoefte kunnen leiden. Dit is in theorie goed te accommoderen met HT-ATES.
- Er zijn in Nederland meerdere geologische formaties in de ondiepe ondergrond die potentieel geschikt zijn voor HT-ATES. Grote delen van het westen van Nederland hebben een gunstige ligging voor HT-ATES. Een groot deel van Nederland vereist meer onderzoek om duidelijkheid te krijgen omtrent de geschiktheid. Een klein gedeelte van Nederland, met name tegen de oostgrens, lijkt ongeschikt voor HT-ATES.
- Voor aanbod van basislastwarmte kan men o.a. denken aan restwarmte, geothermie, en warmte uit oppervlaktewater. Deze bronnen zijn geografisch bepaald, maar komen in potentie vrij veel voor in Nederland. De beschikbare (geografische) informatie over deze bronnen, zoals in de Warmteatlas, zijn vaak indicatief. Voor het ontsluiten van betere informatie moet aanvullend werk gedaan worden. Zo wordt binnen het SCAN-programma gewerkt aan het in kaart brengen van geothermiepotentie in gebieden waar nu nog geen goede informatie beschikbaar is.
- De gecombineerde aanwezigheid van warmtebronnen, woongebieden en de potentie voor HT-ATES komt in verschillende gebieden in Nederland voor. Op het eerst oog valt vooral Zuid-Holland (denk aan de regio Rotterdam-Den Haag) op. Voor een gedetailleerde studie van een aantal specifieke gebieden kan verwezen worden naar resultaten van het WINDOW-project.

7 Overige vormen van opslag

In Hoofdstuk 5 en 6 is uitgebreid ingegaan op waterstofopslag en warmteopslag. Voor waterstofopslag wordt een belangrijke rol in de balancerende van elektriciteit en warmte voorzien met de mogelijkheid om dit op de schaal van een seizoen te doen. Warmteopslag is met name gericht op de meer efficiënte inzet van basislast of seizoensgebonden warmtebronnen in warmtenetten.

Daarmee resteren drie vormen van grootschalige ondergrondse energieopslag die mogelijk een rol kunnen spelen in de centrale en regionale energievoorziening: opslag van (groen) aardgas, perslucht opslag (CAES) en ondergrondse pomp-accumulatie (O-PAC). In dit hoofdstuk geven we een indicatie van de mogelijke vraag naar deze technologieën in 2030 en 2050.

7.1 Opslag van (groen) aardgas

Deze paragraaf bespreekt de opslag van aardgas. Aardgas wordt gewonnen uit Nederlandse gasvelden, maar zal komende jaren in toenemende mate moeten worden geïmporteerd. Daarnaast kan zogenaamd groen gas op CO₂-neutrale wijze worden gemaakt uit biogas (import of binnenlandse productie uit biomassa) of, via methanisatie, uit (groene) waterstof. Omdat dit puur methaan betreft, zal het moeten worden bijgemengd met andere gassen naar de standaard aardgas samenstelling. Wanneer we in deze paragraaf spreken over “aardgasopslag”, dan omvat dit ook de groene variant.

Aardgasopslag wordt alleen beschouwd in de scenario's van BK. De andere studies (LSES en ETS) behandelen aardgasopslag niet of voorzien geen rol in het toekomstige energiesysteem. De rapporten zelf geven geen reden aan waarom het buiten beschouwing blijft.

7.1.1 2030

In 2030 zal de Nederlandse energievoorziening nog voor een belangrijk deel afhankelijk zijn van aardgas. Het KA2030 scenario van BK en de TR2030 en AD2030 scenario's van ETS gaan uit van een aandeel van 40 – 42% van de totale primaire energievraag (exclusief industriële grondstoffen en bunkerbrandstoffen voor internationaal transport). Procentueel komt dat overeen met de huidige situatie⁷³ maar in termen van absolute hoeveelheid is het fors minder (afname van zo'n 10 à 15 miljard m³). In 2030 is de winning uit Nederlandse gasvelden waarschijnlijk afgenomen tot een fractie van het huidige niveau (ca. 5 à 6 miljard m³ per jaar⁷⁴) en is Nederland hoofdzakelijk afhankelijk van geïmporteerd aardgas.

Aardgasopslag zal de komende 10 à 20 jaar waarschijnlijk nog een rol van betekenis spelen in de energievoorziening. Dit komt mede door de verwachting dat de inzet van waterstof dan nog beperkt is en andere hernieuwbare bronnen nog niet in voldoende mate ontwikkeld zijn om de gehele energievraag te bedienen. Inzet van aardgas blijft belangrijk voor warmtevoorziening (industrie en gebouwde omgeving) en heeft daarmee een sterk seizoensgebonden karakter. Maar zeker ook voor elektriciteitsvoorziening om het toenemende variabele karakter door wind en zon te balanceren.

⁷³ 41% volgens EBN – Energie in Nederland 2019 (https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2019/01/EBN_Infographic2019_14JAN19.pdf)

⁷⁴ TNO Jaarboek 2019; KEV-2020

Volgens het BK-KA2030 scenario (zoals doorgerekend in online-gepubliceerde ETM-model - versie juli 2020) zal in 2030 nog ca. 37 TWh aan aardgasopslag nodig zijn. Dit is fors lager dan de huidige aardgasopslagcapaciteit van 130 TWh⁷⁵. Daarbij moet wel worden opgemerkt dat de berekening van BK-KA2030 puur uitgaat van de opslag die Nederland zelf nodig zal hebben (i.e. het noodzakelijke deel voor leveringszekerheid). De huidige 130 TWh omvat ook opslag die een commercieel oogmerk heeft (arbitrage), inclusief opslagcapaciteit om internationale handel in aardgas te ondersteunen.

Hoeveel aardgasopslag er precies nodig zal zijn in de komende jaren, hangt mede af van leveringszekerheidsanalyses die o.a. door Gasunie / GTS worden uitgevoerd⁷⁶. Met de afbouw van de buitenlandse leveringscontracten voor laag-calorisch aardgas (Groningengas), zal de benodigde opslagcapaciteit waarschijnlijk onder het huidige niveau komen te liggen. Daarmee is de verwachting dat voor 2030 de huidige aardgasopslaglocaties voldoende zijn om in de vraag te voorzien. Eveneens is het niet te verwachten dat de gasveldlocaties voor deze tijd al in aanmerking komen voor ombouw naar waterstofopslag. Hiervoor is het aandeel waterstof in de energievoorziening nog te gering.

7.1.2 2050

In de 2050-scenario's van BK zijn in de meeste gevallen slechts zeer geringe opslagvolumes voor aardgas nodig om vraag en aanbod in balans te houden (maximaal 39 TWh in BK-EU2050, zie Figuur 7.1). In principe zou één van de bestaande grotere aardgasopslagen voldoende moeten zijn (bijvoorbeeld 48 TWh in Norg).

In het rapport vermeldt BK aanvullend een strategische opslagreserve die in het geval van het EU2050-scenario (Figuur 7.2) tot 124 TWh oploopt vanwege de grote importafhankelijkheid. Met deze strategische opslagcapaciteit zal de volledige bestaande aardgasopslagcapaciteit nodig zijn. Net als voor waterstof in Paragraaf 5.3, plaatsen we hier de kanttekening dat dit erg hoog is (100% van jaarlijkse import). In de huidige situatie omvat de aardgasopslagcapaciteit ca. 30% van de primaire vraag. Als we deze verhouding aannemen, dan zou in totaal (balans plus overige doeleinden/reserves) ca. 67 TWh aardgasopslag nodig zijn⁷⁷, oftewel een extra aardgasopslagreserve van 28 TWh. Merk op dat in de huidige situatie er geen strategische opslagverplichting voor aardgas bestaat.

Gemengde waterstof-aardgasopslag

Een mogelijk alternatief voor pure waterstofopslag is opslag van een waterstof-aardgasmengsel. Deze technologie zit dichter bij technische realiseerbaarheid en al bekend van de opslag van stadsgas (mengsel 50% methaan, 50% waterstof) in het verleden⁷⁸. Ook de waterstofopslag pilot in Oostenrijk maakt gebruik van een aardgas-waterstof mengsel⁷⁹. Ten tweede wordt hiermee de energie-inhoud (per volume-eenheid) van het opgeslagen gas vergroot (ten opzichte van pure waterstof). Bij productie uit opslag kan het meng-gas weer worden opgesplitst in waterstof en aardgas of als meng-gas worden ingezet (zoals dat vroeger als stadsgas ook zijn functie kende). Mogelijk kan dit een oplossing zijn voor het accommoderen van de grote strategische opslagvolumes voor waterstof in de toekomst.

⁷⁵ https://www.gie.eu/maps_data/downloads/2018/Storage_DB_Dec2018.xlsx

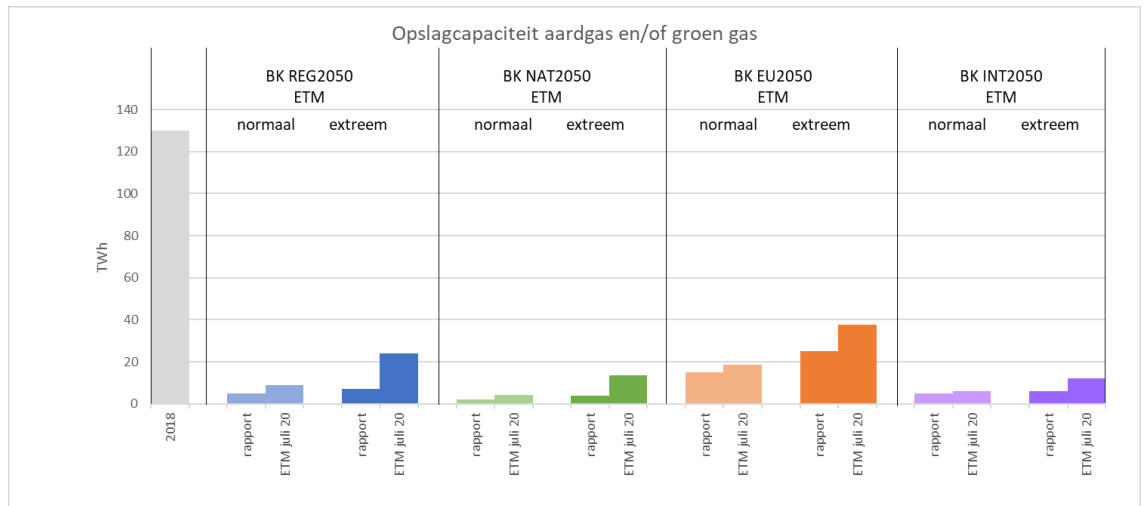
⁷⁶ Bijvoorbeeld: <https://www.gasunie.nl/nieuws/analyse-gts-leveringszekerheid>

⁷⁷ In rapport Berenschot&Kalavasta, 2020: primaire vraag aardgas + groengas in BK-EU2050 bedraagt tezamen 805 PJ oftewel 224 TWh.

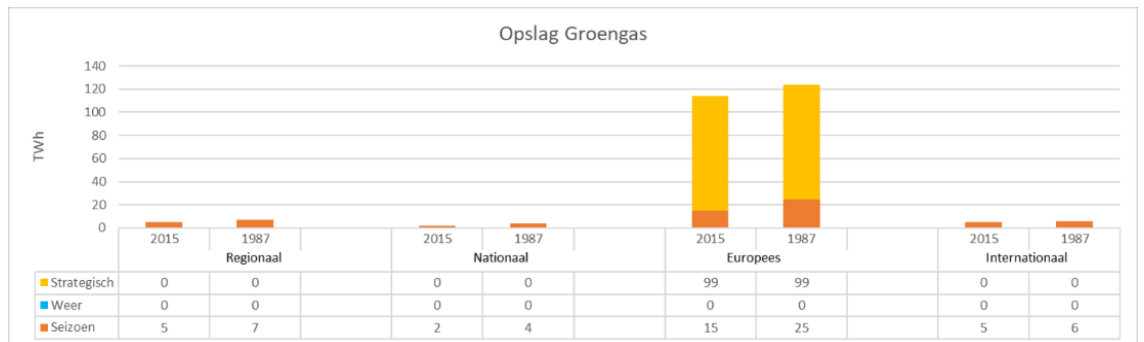
⁷⁸ DBI-GUT 2017:

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/07/The%20effects%20of%20hydrogen%20injection%20in%20natural%20gas%20networks%20for%20the%20Dutch%20underground%20storages.pdf>

⁷⁹ <https://www.underground-sun-storage.at/en.html>



Figuur 7.1: Overzicht van geschatte (groen)gasopslagcapaciteit volgens BK. Betreft alleen opslag voor vraag-aanbodbalans.



Figuur 7.2: Overzicht van strategische opslagreserves in het BK-rapport.

7.2 CAES en ondergronds pompaccumulatiesysteem

CAES en ondergronds pompaccumulatiesystemen worden niet of nauwelijks door de energiesysteemmodellen ingezet. Belangrijke redenen hiervoor zijn:

- Alternatieve flexibiliteitsopties die gevraagde dienst goedkoper of efficiënter kunnen leveren (denk aan batterijen).
- De relatieve korte Load Duration (enkele uren tot maximaal een dag met relatief beperkte energiec capaciteit). CAES zal in die zin beperkt bij kunnen dragen aan het opvangen van grote fluctuatie in opwek van elektriciteit uit zon en wind.
- Alhoewel CAES (en O-PAC) volgens de geraadpleegde scenario's en modellen een ondergeschikte rol spelen in het energiesysteem van 2030 – 2050, zijn er toch goede redenen om deze technologieën niet af te schrijven: CAES is een power-to-power technologie die ook diensten levert m.b.t. het op korte(re) tijdschalen balanceren van het elektriciteitsnet die in de besproken studies (en systeemmodellen) helemaal niet aan bod komen maar wel essentieel zijn om het stabiel te houden en waarvan de vraag naar verwachting sterk zal toenemen met toenemend aandeel variabele elektriciteitsproductie in de energiemix.
- CAES en O-PAC zullen waarschijnlijk geen grootschalige rol spelen als centrale flexibiliteitsoptie. Daarvoor zijn er, volgens de geraadpleegde modellen, meer aantrekkelijke (goedkopere) opties. Mogelijk worden deze technologieën wel

economisch interessant voor private initiatiefnemers wanneer deze worden ingezet voor het leveren van combinaties (stapeling) van verschillende systeemdiensten met inbegrip van prijsfluctuaties. In dat geval zullen er mogelijk afwegingen moeten worden gemaakt tussen waterstofopslag (nationale leveringszekerheid) en CAES in zoutcavernes (privaat-commerciële belangen). Het is met de beschikbare studies niet mogelijk om een goede inschatting te maken van de toekomstige inzet van CAES.

Een goed voorbeeld dat CAES en O-PAC een realiteit kunnen worden, is gegeven door de voorgenomen ontwikkeling van CAES door Corre-Energy in Zuidwending⁸⁰ en voorbereidende onderzoeken naar ondergrondse pompaccumulatie van O-PAC Ontwikkelingsmij. in Zuid-Limburg⁸¹.

⁸⁰ <https://correenergystorage.nl/caes-the-project/>

⁸¹ <https://o-pac.nl/>

8 Conclusies

8.1 Algemeen

- Ondergrondse opslag omvat een breed spectrum aan energiedragers met o.a. aardgas, aardolie, waterstof, warm water en perslucht en pompaccumulatie van water. Deze technologieën onderscheiden zich met name van bovengrondse energieopslagstechnieken door de grote opslagcapaciteit en/of het grote vermogen.
- Zowel in Nederland als de rest van Europa wordt energieopslag op dit moment gedomineerd door ondergrondse opslag van aardgas. In termen van energieopslagcapaciteit betreft dit meer dan 99% van het totaal van alle geïnstalleerde energieopslag (inclusief batterijen en pompaccumulatiemeren).
- Belangrijke redenen voor aanleg van (toekomstige) ondergrondse opslag zijn:
 - Het verzorgen van vraag-aanbodbalans (leveringszekerheid) in centrale energienetten t/m energiesystemen op wijk/gemeenteniveau, waar ondergrondse opslag een goedkoper of robuuster alternatief biedt dan andere flexibilitieopties.
 - Het voorkomen van hoge kosten en maatschappelijke impacts als gevolg van langdurige (dagen, weken) onderbreking van aanbod van strategische en maatschappelijk belangrijke energiebronnen waarvoor geen vervangende alternatieven zijn.
 - Het bijdragen aan een efficiëntere inzet van duurzame warmte die vooral als basislast gebruikt wordt.
 - Het economiseren van private verdienmodellen samenhangend met energieprijzfluctuaties, levering van specifieke systeemdiensten en ondersteuning van (internationale) handel in energiedragers.
- Drie recente energiesysteemstudies van Berenschot & Kalavasta (BK), TNO Energie Transitie Studies (ETS) en TKI Energie – Large-Scale Energy Storage (LSES), geven een nieuw inzicht in de toekomstige (2030 – 2050) vraag naar flexibiliteit in het veranderende energiesysteem, inclusief ondergrondse en bovengrondse opslag van energie.
- Op basis van de modeluitkomsten van deze studies en eigen analyses is een evaluatie uitgevoerd omtrent de vraag naar en inpasbaarheid van ondergrondse opslag in het kader van leveringszekerheid en aanbodzekerheid. Voor warmtenetten is onderzocht hoe warmtebuffering kan bijdragen aan een meer efficiënte inzet van warmteaanbod met een constant of seizoensgebonden karakter.

8.1.1 Waterstofopslag

- De Nederlandse ondergrond biedt een zeer groot theoretisch en technisch potentieel voor de opslag van waterstof in zoutcavernes (tot max. 43 TWh in met name nieuw aan te leggen zoutcavernes en >250 TWh in bestaande aardgasopslagen en andere gasvelden). De capaciteit die maximaal praktisch realiseerbaar wordt geacht tussen 2030 en 2050, is beduidend lager (15 TWh in maximaal 60 nieuw aan te leggen zoutcavernes en 64 TWh in bestaande aardgasopslagen en een (voor dit rapport aangenomen) maximum van vier nieuwe gasvelden). Belangrijke praktische beperkingen betreffen doorlooptijd, capaciteit en infrastructuur voor aanleg van nieuwe cavernes, ruimtelijke mogelijkheden voor aanleg van grootschalige infrastructuur, aanvragen van vergunningen (inclusief nieuwe gebieden), interferentie met natuur, stedelijke gebieden, grondwaterbeschermingsgebieden, en andere

ondergrondse activiteiten, impacts zoals bodemdaling (met name bij cavernes) en maatschappelijk draagvalk in het algemeen.

- De huidige rol van waterstof is grotendeels beperkt tot het produceren van industriële grondstoffen. Inmiddels wordt waterstof ook beperkt als transportbrandstof ingezet. Nederland is zelf een belangrijke producent van waterstof uit aardgas.
- De onderzochte studies gaan uit van de keuzes in het Nationale Klimaat-Akkoord bij het opstellen van de 2030-scenario's. Hieruit volgt een geleidelijke groeiende inzet van waterstof in de komende 10 jaar. In 2030 hebben aanbod (hoofdzakelijk via productie uit aardgas) en verbruik (hoofdzakelijk in industrie en transport) nog steeds een constant (vlak) karakter. Dit zorgt ervoor dat de behoefte aan (ondergrondse) waterstofopslag voor de vraag-aanbodbalans volgens alle scenario's nog beperkt van omvang zal zijn. De benodigde opslagcapaciteit varieert tussen 42 en 475 GWh, oftewel ca. 15 – 160 miljoen m³. Dit volume past binnen de capaciteit van 1 – 4 zoutcavernes welke redelijkerwijs binnen de bestaande zoutwinningslocaties van Zuidwending en/of Heiligerlee kunnen worden aangelegd. Hergebruik van huidige aardgasopslagcavernes is een optie indien de bestaande functie zou komen te vervallen.
- Tussen 2030 en 2050 zal het aandeel waterstof in de energievoorziening volgens de onderzochte studies sterk gaan groeien, met in alle gevallen een significante groei van de benodigde ondergrondse waterstof-opslagcapaciteit. De vraag naar waterstofopslag voor vraag-aanbodbalans verschilt sterk tussen de studies en wordt in de eerste plaats gestuurd door de volgende scenariokenmerken:
 - o De keuze om een groot vermogen aan variabele hernieuwbare elektriciteitsopwekking (wind en zon) in te zetten voor de productie van groene waterstof, resulterend in een variabele en onvoorspelbare waterstofproductie
 - o De keuze om waterstof in te zetten als (preferente) backupoptie binnen het elektriciteitsnet (i.e. waterstofgascentrales), resulterend in een variabele en onvoorspelbare waterstofvraag
 - o De keuze om een significant deel van de warmtevraag in de gebouwde omgeving te bedienen met waterstof, resulterend in een variabele maar redelijk goed voorspelbare waterstof vraag (zomer--wintervariaties) en incidentele en onvoorspelbare vraagpieken (relatief koud weer).

De scenario's die uitgaan van vlakke aanbodprofielen (hoofdzakelijk productie uit aardgas en/of import van waterstof) en een dominerend vlak verbruik (industriële warmte, grondstoffen, transportbrandstoffen) resulteren in een beperkte vraag naar waterstofopslagcapaciteit.

- Een vergelijking tussen verschillende energiesysteemmodellen op basis van vergelijkbare energievraag en aanbodkenmerken (afgeleid van BK-NAT2050) laat zien dat de vraag naar geïnstalleerde waterstofopslagcapaciteit (indien extern gekozen als preferente optie zoals in het BK-scenario), sterk kan worden gereduceerd door middel van een kosten-optimale inzet van de volgende flexibiliteitsopties (volgens LSES - OPERA/COMPETES-modellen):
 - o Import en export van elektriciteit, ervan uitgaande dat directe uitwisseling van elektriciteit over heel Europa mogelijk is (het zg. "koperen-plaatmodel").
 - o Inzet van boilers die een belangrijk deel van de elektriciteitsoverschotten tijdens de winter omzetten naar warmte voor de gebouwde omgeving.

- o Omzetting van variabel geproduceerde groene waterstof naar synthetische brandstoffen.

De bovenstaande opties (gebruikt in LSES) leiden weliswaar tot een geringere vraag naar waterstofopslagcapaciteit, maar de resultaten hebben ook beperkingen waaronder het uitgangspunt dat er perfecte voorkennis is (situatie 2050), geen extreme weersomstandigheden worden meegenomen, geen extra reserves voor aanbodverzekering worden berekend en de uitwisseling van energie tussen landen gebaseerd is op een ideale verbinding (zg. “koperen-plaatmodel” voor Europa).

- Met de beschikbare modeluitkomsten wordt de volgende bandbreedte voor geïnstalleerde waterstofopslagcapaciteit verwacht:
 - o Met inzet van alternatieve flexibiliteitsopties onder ideale uitgangspunten (o.a. standaard weerjaar, perfect vooruitzicht, perfecte verbinding Europees elektriciteitsnet) wordt de ondergrens voor benodigde opslagcapaciteit in 2050 ingeschat tussen 1,3 en 4,3 TWh (oftewel 0,43 – 1,5 miljard m³).
 - o Met een opgelegde keuze voor waterstofopslag als preferente grootschalige flexibiliteitsoptie en een normaal (standaard) weerjaar wordt de bovengrens voor benodigde opslagcapaciteit in 2050 ingeschat tussen 15 en 26 TWh (oftewel 5,0 – 8,7 miljard m³). In een extreem weerjaar (zeer koude winter, lagere jaaropbrengst uit zon en wind) kan dit oplopen tot 32,9 TWh (ca. 11 miljard m³).
- Naast de capaciteit die nodig is voor vraag-aanbodbalans, zal er mogelijk ook vraag ontstaan naar (strategische) opslagreserves om aanbod van energiedragers te verzekeren (aanbodzekerheid, zie Hoofdstuk 4). De gebruikte energiesysteemmodellen geven hier geen direct inzicht in. De huidige studie geeft wel enkele indicaties op basis van mogelijke verschillende suggesties voor strategische waterstofreserves in ondergrondse opslagen:
 - o Een extreem lange periode zonder wind en zon (14 dagen *Dunkelflaute*) zal volgens de ETM-uitkomsten in 2050 een aanvullende waterstofopslagcapaciteit vergen ter grootte van 7 TWh (ca. 2,3 miljard m³).
 - o Voor huidige aardgas- en aardoliebuffers wordt een totale opslagcapaciteit (flexibiliteit, strategisch en economisch) van ca. 25% van het jaarverbruik aangehouden. Indien de waterstofopslagcapaciteit voor flexibiliteit met reserves wordt aangevuld tot 25% van totaal verbruik, dan zal er in het maximale geval in totaal ca. 51 TWh (17 miljard m³) opslagcapaciteit nodig zijn.
- De uiteindelijke benodigde opslagcapaciteit voor vraag-aanbodbalans (leveringszekerheid, zie Hoofdstuk 4) zal waarschijnlijk ergens tussen deze lage en hoge inschattingen komen te liggen. Waar precies, dat valt nu niet te zeggen en hangt enerzijds af van de vele (nog openstaande) systeemkeuzes die Nederland voor 2050 zal maken, en anderzijds van de praktische en commerciële realiseerbaarheid van de onderzochte opslaglocaties in Nederland (met name de nog aan te tonen haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden). Over deze aspecten zal naar verwachting in de komende 5 – 10 jaar meer duidelijkheid ontstaan.

8.1.2 Warmtebuffering

- De bestudeerde studies hebben niet tot doel gehad warmtebuffering expliciet dan wel impliciet mee te nemen, dit leidde tot de volgende opmerkingen:

- o De huidige studies met de bestaande modellen nemen nog onvoldoende de inzet van grootschalige warmtebuffering mee. Aanpassing van de modellering van het energiesysteem door inpassing van warmtebuffering zou volgens de huidige studie in 2050 een warmteproductie uit de warmtebuffers van tussen de ongeveer 0,5 en 4,5 TWh kunnen opleveren. Dit is gelijk aan de hoeveelheid secundaire warmtebronnen (bijv. gas, biomassa, elektriciteit) die bespaard worden.
- o De gepubliceerde scenario's houden echter geen rekening met warmtebuffering. Het implementeren van warmtebuffering maakt de inzet van basislast efficiënter, waardoor er in principe ook meer ruimte in het warmtesysteem ontstaat voor basislast en dus besparing op secundaire bronnen. Dit is conceptueel getest voor het scenario REG2050 door de hoeveelheid basislast te verhogen ten koste van de warmtelevering aan warmtenetten door gasboilers (exclusief pieklevering). De grootte van de geleverde warmte uit de warmtebuffers is dan ongeveer 6 tot 8 TWh (in 2050). De besparing van secundaire bronnen (t.o.v. het originele scenario) ligt hoger doordat de levering van gasboilers al vervangen is: ongeveer 11 tot 13 TWh.
- o Een soortgelijke observatie kan gedaan worden voor de bijdrage van grootschalige zonthermie. In combinatie met warmtebuffering kan dit een nuttige bijdrage leveren aan de warmtevoorziening door warmtenetten. Dit is conceptueel getest voor het scenario REG2050. De grootte van de geleverde warmte uit de warmtebuffers is dan ongeveer 6 tot 8 TWh (in 2050). De besparing van secundaire bronnen zelfs iets hoger, doordat de inzet van zonthermie in de zonnige maanden de inzet van secundaire warmtebronnen al iets laat afnemen. Soortgelijke conclusies zijn te verwachten bij andere vormen van bronnen die goedkoop warmte leveren in de zomer, zoals warmtepompen.
- Algemene conclusies ten aanzien van de vraag naar warmtebuffering en de potentie voor de praktische inpassing van warmtebuffering zijn:
 - o Het potentiële effect van toepassing van warmtebuffering op het gehele energiesysteem is niet onaanzienlijk. Los van de bespaarde hoeveelheden energie is voor de dagelijkse energievraag in REG2050 bepaald dat dit op de pieken (de start van het inzetten van de buffer) in de orde-grootte van een dag lang gezamenlijk 3 mln. Nm³/d aardgas, 6 kiloton per dag aan houtpellets en 100 MW aan elektrisch vermogen is.
 - o Op basis van de bekeken scenario's en afhankelijk van de grootte van warmtenetten zal er in 2050 een potentiële vraag naar ongeveer 100 tot 200 warmtebuffers (voor warmtenetten) zijn.
 - o De opslagcapaciteit van een warmtebuffer zal op basis van diezelfde inschattingen ergens tussen de 5 en 22 GWh liggen (per warmtenet). Dit betekent een piekvermogen van 3 tot 12 MW.
 - o Er zijn in Nederland meerdere formaties in de ondiepe ondergrond die potentieel geschikt zijn voor HT-ATES. Grote delen van het westen van Nederland hebben een gunstige ligging voor HT-ATES. Een groot deel van Nederland vereist meer onderzoek om één of meerdere mogelijke barrières weg te kunnen nemen (of te bevestigen). Een klein gedeelte van Nederland, met name tegen de oostgrens, lijkt in een ongeschikte situatie te verkeren voor HT-ATES.

- o Voor aanbod van basislastwarmte kan men o.a. denken aan restwarmte, geothermie, en warmte uit oppervlaktewater. De geschiktheid voor deze verschillende bronnen varieert over Nederland.
- o De gecombineerde aanwezigheid van warmtebronnen, en de potentie voor HT-ATES in combinatie met woongebieden varieert over verschillende gebieden in Nederland. Op het eerste oog valt vooral Zuid-Holland (bijvoorbeeld de regio Rotterdam-Den Haag) op. Voor een gedetailleerde studie van een aantal specifieke gebieden kan verwezen worden naar de algemene WINDOW-studieresultaten.

8.1.3 (Groen)gasopslag

- In 2030 zal aardgas nog steeds een belangrijke rol spelen in de Nederlandse energievoorziening. Het aanbod komt dan hoofdzakelijk uit import, aangevuld met resterende winning uit Nederlandse gasvelden en mogelijk ook productie van biomethaan/biogas. Voor de balancering van binnenlandse vraag en aanbod zullen de bestaande aardgasopslagen voldoende capaciteit bieden.
- In de meeste 2050-scenario's zal aardgas een ondergeschikte rol spelen in de energievoorziening, maar kan mogelijk nog wel van belang zijn voor bepaalde sectoren (bijv. industrie, balanceren van warmtevraag en -aanbod). In alle gevallen zal huidige opslagcapaciteit kunnen worden gereduceerd, behoudens één scenario van BK waarin wordt uitgegaan van een grote strategische reserve voor aanbodverzekering (grote importafhankelijkheid).

8.1.4 Persluchttopslag (CAES) en ondergrondse pompaccumulatie (O-PAC)

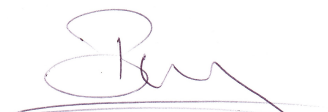
- Alhoewel CAES (en O-PAC) volgens de geraadpleegde scenario's geen (beduidende) rol spelen in het energiesysteem van 2030 – 2050, zijn er toch goede redenen om deze technologieën niet af te schrijven: CAES is een power-to-powertechnologie die ook diensten levert m.b.t. het op korte(re) tijdschalen balanceren van het elektriciteitsnet die in de besproken studies (en systeemmodellen) niet aan bod komen, maar wel essentieel zijn om het net stabiel te houden. Het is de verwachting dat de vraag naar deze diensten zal toenemen met toenemend aandeel variabele elektriciteitsproductie in de energiemix.
- CAES en O-PAC spelen volgens de onderzochte scenario's geen rol van betekenis voor nationale leveringszekerheid en balancering. Daarvoor zijn er, volgens de geraadpleegde modellen, meer aantrekkelijke (en goedkopere) opties. Mogelijk worden deze technologieën wel interessant voor private initiatiefnemers wanneer deze worden ingezet voor het leveren van combinaties (stapeling) van verschillende systeemdiensten met inbegrip van prijsfluctuaties.
- De aanleg van CAES zal mogelijk zoutcavernes in beslag nemen die ook voor waterstofopslag nodig zijn. In deze zin kan CAES interfereren met het nationale belang voor leveringszekerheid.

9 Handtekening

Datum 23 juni 2021



TNO
J.A.J. Zegwaard



EBN
B.M. Schroot

Appendix

A.1 Methodiek HT-ATES-modellering

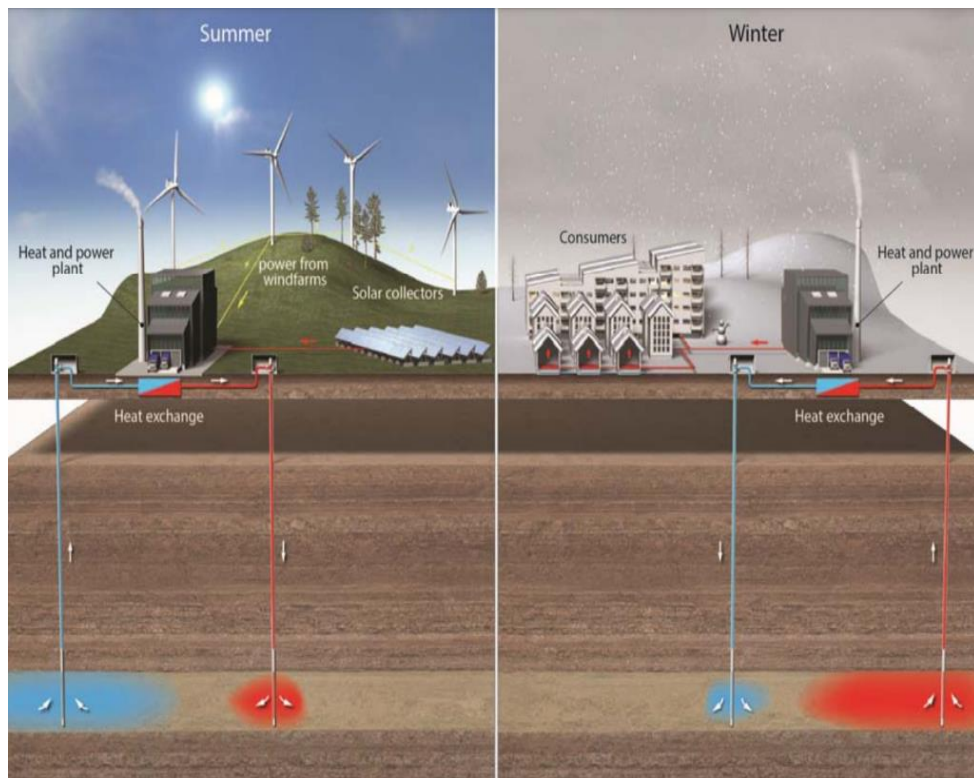
De lagen waarin de HT-ATES liggen zijn in het algemeen laag van temperatuur, waardoor het verkrijgen van een hoge efficiëntie een aantal cycli duurt voordat deze is opgewarmd. De diepte van een HT-ATES hoeft niet meer dan enkele honderden meters te zijn, waardoor de omgevingstemperatuur (~20 °C) dus veel lager is dan de temperatuur waarmee gewerkt wordt (~80 °C). Merk ook op dat de “koude” retourtemperatuur in de praktijk (~40 °C) alsnog hoger kan zijn dan de natuurlijke omgevingstemperatuur. De omgeving van de warmtebuffer is direct van invloed op de efficiëntie, maar ook het temperatuurprofiel van het productiewater. Door afkoeling, maar met name door menging, wordt de productietemperatuur tijdens één cyclus steeds lager, totdat het een grenswaarde overschrijdt en de productie stopt óf de temperatuur bovengronds opgehoogd moet worden met bijstook of warmtepompen. Hoe dit gebruikt is voor de modellering voor deze studie is hieronder toegelicht. Voor meer technische en techno-economische informatie, evenals praktijkervaring, is het aan te raden rapporten van HEATSTORE^{82,83} te lezen of het JIP-project WINDOW^{84,85} te volgen.

⁸² Kallesøe, A.J. & Vangkilde-Pedersen, T. (eds). 2019: Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned. HEATSTORE project report, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal.

⁸³ Bakema, G., Drijver, B., 2019, State of the art HT-ATES in the Netherlands. HEATSTORE project report, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal

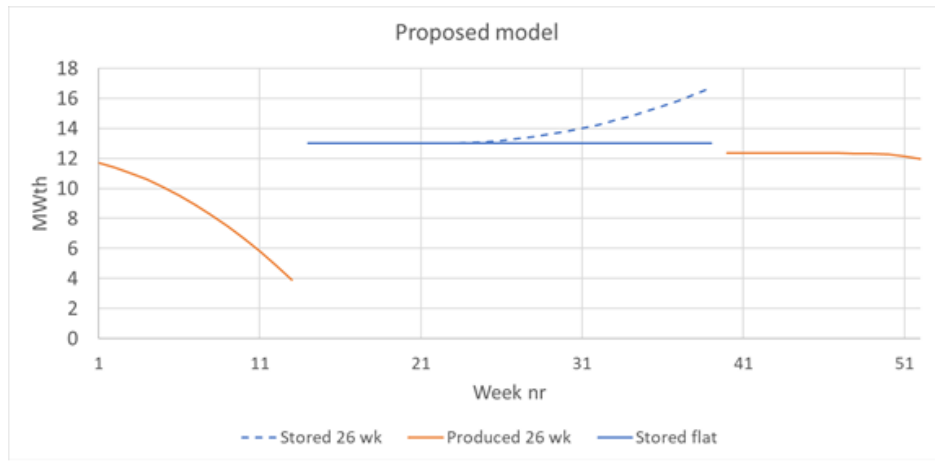
⁸⁴ WarmingUP, WINDOW – WarmingUP, accessed: 26-10-2020, link: <https://www.warmingup.info/window-potentieel-kaarten>

⁸⁵ WarmingUP, Ondergrondse warmteopslag – WarmingUP, accessed: 26-10-2020, link: <https://www.warmingup.info/thema/5/ondergrondse-warmteopslag>



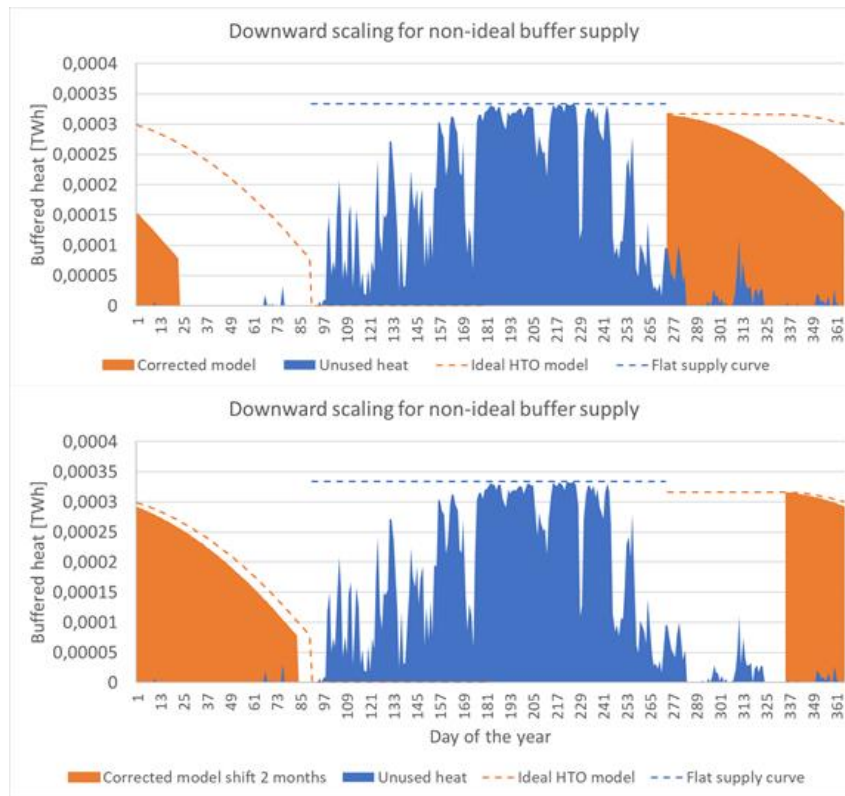
Figuur A.1. Schets van een ATES-systeem. In de zomer wordt (overtollige) hitte opgeslagen, en in de winter geproduceerd⁸².

Figuur A.2 geeft een theoretisch model voor het opslagvermogen (bij zes maanden constante aanvoer) en het bijhorende theoretische productievermogen van een HT-ATES, waarbij tijd voor omschakeling tussen productie en injectie verwaarloosd is. Het basismodel bevat dus zes maanden injectie en zes maanden productie. Merk op dat de toenemende injectiecurve in gestippeld blauw het toenemende vermogen van de warmtewisseling is (warmtewisseling t.o.v. de productiestroom uit de "koude" put, die een temperatuur heeft die afneemt van opgeslagen retourtemperatuur (zeg bijv. 40 °C) naar omgevingstemperatuur (zeg bijv. 20 °C). Voor de huidige studie is rekening gehouden met de vlakke curve als theoretisch maximum, omdat we geïnteresseerd zijn in de hoeveelheid opgeslagen water met een (constante) warmtenettemperatuur (zeg bijv. 80 °C) t.o.v. de (constante) retourtemperatuur.



Figuur A.2. theoretisch model van een HT-ATES met een send-in- (blauw) en send-outcurve (oranje). Het thermisch vermogen van een HT-ATES schaalt met het temperatuurverschil. De gestreepte curve is het theoretisch vermogen, dat omhoogloopt doordat de temperatuur van het water uit de koude put van retourtemperatuur afneemt naar de koudere omgevingstemperatuur. De vlakke curve is gebruikt om de theoretische hoeveelheid gebufferde warmte van een bepaalde temperatuur t.o.v. de retourtemperatuur te modelleren (bij constante toevoer).

Dit HT-ATES-model betreft echter een theoretisch maximum. Input voor deze studie komt uit warmtenet-output van het ETM. Daarin is in de zomer het overschot van de basislast lang niet altijd constant, zoals goed te zien is in Figuur 6.3 (blauw oppervlak). Aangezien niet voldaan wordt aan de theoretische constante aanvoer, is de hoeveelheid gebufferde warmte ook niet het theoretisch maximum. De productiecurve wordt daarom ingekort in lengte totdat de theoretische productiecurve weer op dezelfde leveringsefficiëntie zit (in beide gevallen tegen de 78%). De hoogte van de curve wordt bepaald door het initiële vermogen (dat bepaald wordt door het temperatuurverschil) en blijft gelijk. De bovengenoemde efficiëntie moet ook in het ingekorte model als een theoretisch maximum gezien worden, omdat er in periode met koude maanden niet altijd de hoeveelheid warmte gevraagd wordt van de buffer die op dat moment theoretisch geleverd kan worden. In het model voor deze studie wordt dat als verloren warmte gezien. In werkelijkheid wordt dat natuurlijk deels gecompenseerd – het water met hogere temperatuur verdwijnt niet zomaar, maar de processen van afkoeling en m.n. menging gaan wel door. In de resultaten is te zien zijn dat, afhankelijk van wanneer de buffer ingezet wordt, de efficiëntie zo rond de 60-70% kan liggen. Figuur A.3 laat twee momenten van start productie zien, meteen bij aanvang van de “koude maanden”, en met twee maanden uitstel. Dit zal dus invloed hebben op het efficiënte gebruik van de warmtebuffer, aangezien de vraag naar warmte uit de HT-ATES in elke maand verschillend is.



Figuur A.3. Het ideale HT-ATES-model (gestreept lijnen) vergeleken met gebruikte modeldata (gekleurde vlakken). De gebruikte warmte-aanvoer voor buffering is niet constant, daarom wordt de potentiële productiecurve met enkele maanden ingekort t.o.v. het ideale model. Boven: productie uit de HT-ATES start meteen bij de start van de “koude maanden”. Onder: start productie uit de HT-ATES wordt twee maanden uitgesteld. Toepassing van 0, 1, of 2 maanden verschuiving van de productiecurve is gebruikt in de resultaten om de effectiviteit en timing van een HT-ATES op systeemniveau te testen.

A.2 Invloed revisie BK-scenario's op warmtebuffering

Toelichting originele BK-input versus de revisie van de BK-scenario's

Voor de huidige studie is de originele BK-input gebruikt. Sindsdien (juni 2020) is een revisie van de scenario's te vinden op de ETM-website. Deze revisie is ontstaan door review van en discussie met een “klankbordgroep” en “experts”⁸⁶). De revisie van de BK-scenario's en -input laat een ander beeld zien. Dit is nog niet gepubliceerd in een vervolgrapport. Omdat deze resultaten nog niet in een publiek rapport gepubliceerd zijn en de modellen pas in een laat stadium vrijgegeven zijn, is de revisie voor het hoofdstuk Warmtebuffering vrijwel buiten beschouwing gelaten. De input en output van de revisie is niet in detail onderzocht. Om toch een indruk te geven is hier een uitgebreide samenvatting van de wijzigingen gegeven, evenals een indruk van de effecten die de revisie van de scenario's hebben op het stuk warmtebuffering.

In Tabel A.1 is de totale grootte van de warmtevoorziening door warmtenetten weergegeven van de gereviseerde scenario's ten opzichte van de overige scenario's zoals besproken in Paragraaf 3 van het hoofdstuk Warmtebuffering. Voor scenario's REG2050 en NAT2050 is de hoeveelheid geleverd door warmtenetten toegenomen, voor EU2050 en INT2050 de hoeveelheid geleverde warmte (iets) afgenomen. In Tabel A.2 worden de hoeveelheid overschot in warmtelevering t.o.v. de warmtevraag op jaarniveau uitgedrukt. Dit is een maat

⁸⁶ Afman, M., Douwes, M., 2020: Aanpassingen klimaatneutrale energiesysteem scenario's 2050, Werkgroep iNET, Netbeheer Nederland.

voor de potentie voor warmtebuffering. Opvallend is dat dit voor de scenario's REG2050 en NAT2050 flink omhoog is gegaan. De potentie voor buffering in het scenario EU2050 is vrijwel verdwenen.

Tabel A.1. De grootte van de warmtenetten in de scenariostudies binnen beschouwing. Sommige groottes zijn ingeschat, aannames zijn onder de tabel beschreven. BK-data zijn opnieuw gedownload (via ⁸⁷ en ⁸⁸) op 19-08-2020 (dit is na een update van het ETM-model, waardoor waarden af kunnen wijken van de gerapporteerde getallen in den Ouden et al. (2020) ⁸⁹).

Scenario	REG2050	NAT2050 / NM2050	EU2050	INT2050
BK origineel	55,2 TWh	30,6 TWh	32,8 TWh	38,3 TWh
BK revisie	57,3 TWh	34,2 TWh	32,1 TWh	36,6 TWh
LSES¹		~15,3 TWh ¹		
	ADAPT	TRANSFORM		
ETS²	~54,8 TWh ²	~78,7 TWh ²		

1) Inschatting. Zie voor specifieke toelichting paragraaf 6.3

2) Inschatting. Zie voor specifieke toelichting paragraaf 6.3.

Tabel A.2 Totale grootte van overschotten tussen warmtevraag en basislastlevering per jaar (in de zomer). Dit is in de scenario's de bovengrens van de beschikbare warmte die in warmtebuffers gebruikt zou kunnen worden. Data is verkregen (via ⁵⁰ en ⁵¹) op 19-08-2020.

Scenario	REG2050	NAT2050	EU2050	INT2050
BK origineel	6,2 TWh	1,4 TWh	0,74 TWh	0,91 TWh
BK revisie	9,2 TWh	5,1 TWh	0,06 TWh	1,10 TWh

A.2.1 Aangepaste scenario's

Twee zaken maken het gebruik van de BK-gegevens en -conclusies wat lastiger: de meest up-to-date BK-input heeft een revisie gehad t.o.v. de resultaten en conclusies in het BK-rapport⁸⁹ en Energie Transitie Model (ETM) van Quintel heeft een update gekregen waardoor alle originele input en instellingen iets aangepast zijn. Quintel meldt het volgende op de ETM-website⁵⁰:

“WAARSCHUWING: Dit scenario is gecreëerd in een oudere versie van het ETM. Hierdoor kunnen sommige slider-instellingen afwijken van hun oorspronkelijke waarden. Quintel heeft getracht te verzekeren dat het scenario nog steeds voldoet aan de intenties van de auteur.”

Dit heeft ervoor gezorgd dat de input voor de originele analyses voor de huidige studie een update gehad heeft in de zomer van 2020, door alle “originele ETM-output” opnieuw te downloaden. Hierdoor komt de “originele ETM-output” strikt genomen niet perfect overeen met de gerapporteerde resultaten en conclusies zoals gerapporteerd in het BK-rapport, den Ouden et al. (2020) ⁸⁹.

⁸⁷ Quintel, december 2019, Regionale sturing (verouderd) – Energietransitiemodel, accessed: 20-10-2020, link: <https://pro.energytransitionmodel.com/scenarios/606411>

⁸⁸ Quintel, juni 2020, Regionale sturing – Corrected – Energietransitiemodel, accessed: 20-10-2020, link: https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9184

⁸⁹ Ouden, B. den, Kerkhoven, J., Warnaars, J., Terwijl, R., Coenen, M., Verboon, T., Tiihonen, T., Koot, A. 2020: Klimaatneutrale energiescenario's 2050, Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, maart 2020, Berenschot en Kalavasta

Wat betreft de revisie van de input voor de vier BK-scenario's zegt de website het volgende⁸⁸:

“Toelichting: In de tweede fase van de Integrale Infrastructuur Verkenning 2030-2050 van de netbeheerders zijn de scenario's nader beschouwd, is een uitgebreide flexmiddelenanalyse uitgevoerd met inbreng van klankbordgroep en experts. Dit heeft geleid tot een aantal aanpassingen, correcties en verbeteringen in alle scenario's.”

De documentatie omtrent de wijzigingen in de BK-scenario's t.o.v. den Ouden et al. (2020) valt te vinden in Afman en Douwes (2020)⁸⁶. Dit heeft ervoor gezorgd dat er andere warmtebronnen gebruikt zijn in de scenario's (bijvoorbeeld: zonthermie is toegevoegd in REG2050; het ontbreken in het originele scenario was een kritiekpunt vanuit de zonthermie-/warmtesector).

Aanpassingen in revisie voor warmtenetten t.o.v. “originele input” (directe kopie uit Afman en Douwes (2020)).

- “ETM bevat nu een betere, uurlijkse modellering van warmtevraag.
- Inzetvolgorde bronnen aangepast.
- Warmteopslag (seizoensschaal) is toegevoegd in alle scenario's
- Power-to-heat voor warmtenetten is toegevoegd, in het nationale scenario
- Zonthermie is toegevoegd in het regionale scenario.”

“In het ETM is nu een uurlijkse warmtemodule toegevoegd. Hieruit volgt een betere berekening van de inzet van warmtenetten. Seizoensopslag van warmte is nu ook meegenomen. Hierdoor was het nodig om in de scenario's een bronnenmix en inzetvolgorde van warmtenetten aan te passen. De resultaten zijn in lijn met de aangegeven bronnen in de I13050 fase 1 rapportage. Tevens zijn er nieuwe bronnen voor warmtenetten toegevoegd:

1. Warmte uit opgeslagen warmte (seizoensschaalwarmteopslag)
2. Zonthermie (alleen in regionaal scenario)
3. Power to heat (warmtepompen; daarnaast ook als plaatsgebonden flexmiddel in het nationaal scenario)

[De] inzetvolgorde van de bronnen in het ETM is aangepast om een uurlijkse inzet te krijgen die past bij het scenario. "basislast"-bronnen zoals restwarmte worden eerst benut, daarna de dispatchable bronnen zoals collectieve WP, biomassaketels, dan het benutten van de opgeslagen warmte en als last resort de dispatchable backup/pekketels op gas (waterstof of groen gas, afhankelijk van het scenario). [De] bijdrage van power-to-heat voor warmtenetten wordt enerzijds bepaald door de inzetvolgorde, maar anderzijds (buiten het stookseizoen) door de systeembalans (overschotten hernieuwbare elektriciteit omzetten in warmte voor de warmteopslag op seizoensschaal. Zonthermie levert een bijdrage die samenhangt met de uurlijkse instralingsdata in het gemodelleerde weerjaar.”

Het opmerkelijke van de revisie op de originele BK-scenario's is dat de meeste punten die in de huidige studie over warmtebuffering gemaakt worden impliciet meegenomen worden: warmtebuffering zorgt voor minder noodzaak voor inzet secundaire bronnen en dus minder vraag van deze bronnen op piekmomenten, en zonthermie kan bijdragen aan een warmtenetsysteem, en impliciet bijdragen aan minder inzet van secundaire warmtebronnen. Een exacte weergave van (verschil in) warmtebronnen is weergegeven in Tabel A.3. Opvallend is het verdwijnen (na de revisie) van de inzet van restwarmte in de meeste scenario's, het toevoegen van warmte door afvalverbranding in de meeste scenario's en het toevoegen van zonthermie in alle scenario's. Merk op dat de opmerking hierboven over

zonthermie (“alleen in regionaal scenario”) niet lijkt te kloppen. Het verdwijnen van de restwarmte in de meeste scenario’s wordt niet genoemd.

Tabel A.3. Warmtebronnen gebruikt in de origineel gepubliceerde BK-scenario’s, en in de revisie van die scenario’s. ‘WKK’ staat voor warmte-krachtkoppeling, en ‘P2H flex’ staat voor inzet bij elektriciteitsoverschotten.

Scenario	BK origineel	BK revisie
REG2050	Piekboiler (gas) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Geothermie Restwarmte	Piekboiler (gas) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Zonnewarmte Geothermie Restwarmte
NAT2050	WKK (gas) WKK (afval) Piekboiler (gas) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Geothermie Restwarmte	WKK (gas) WKK (afval) Piekboiler (gas) Boiler (afval) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Warmtepomp (P2H flex) Zonnewarmte Geothermie Restwarmte
EU2050	WKK (afval) Piekboiler (gas) Boiler (waterstof) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Restwarmte	WKK (afval) Piekboiler (gas) Boiler (waterstof) Boiler (afval) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Zonnewarmte Geothermie Restwarmte
INT2050	WKK (gas) WKK (afval) Piekboiler (gas) Boiler (waterstof) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Geothermie	WKK (gas) WKK (afval) Piekboiler (gas) Boiler (waterstof) Boiler (afval) Boiler (biomassa) Boiler (gas) Warmtepomp Zonnewarmte Geothermie Restwarmte

A.2.2 Modelling en uitkomsten warmtebuffering

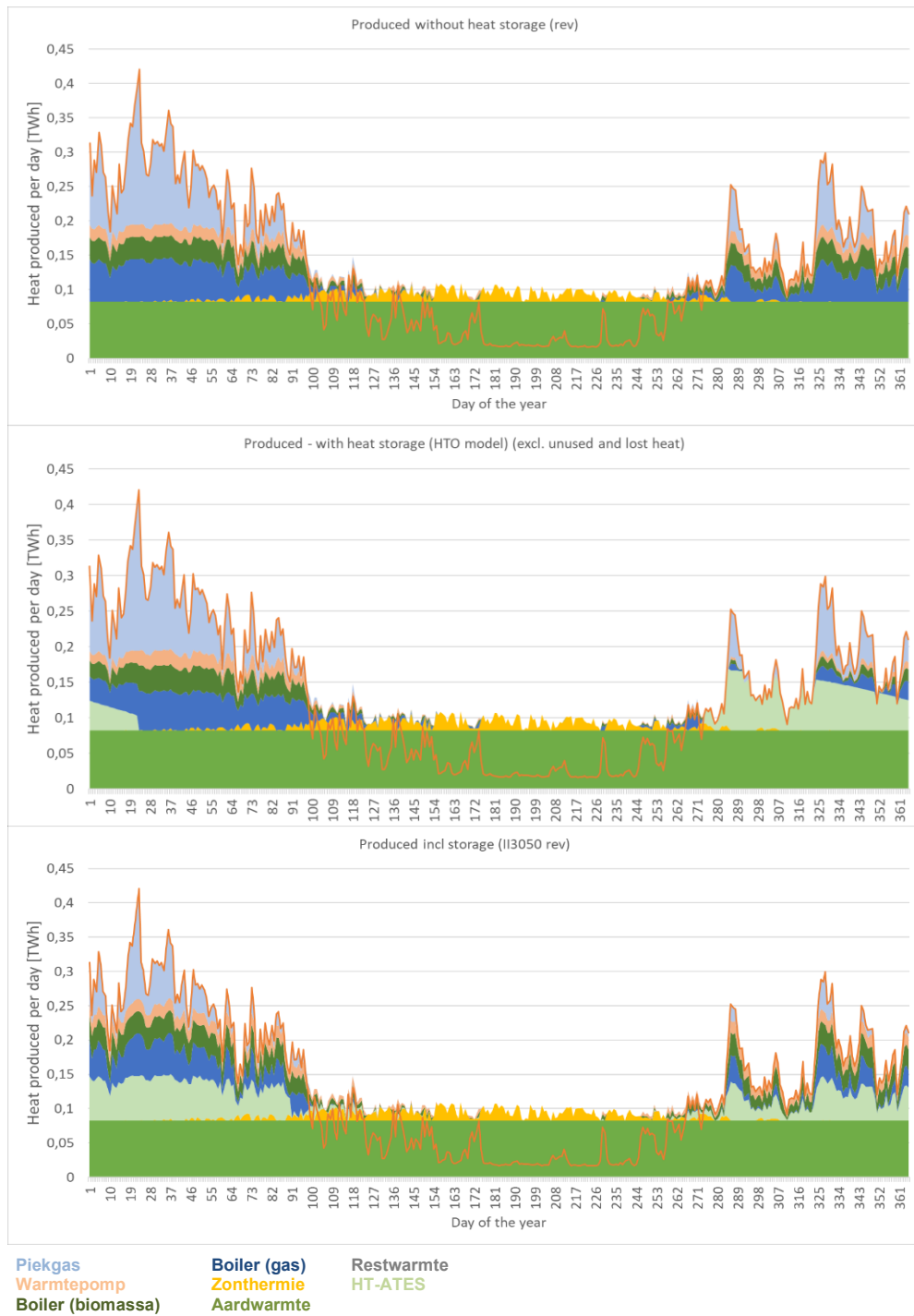
Een belangrijk punt om te herhalen is dat de analyses voor de huidige studie zijn gemaakt met de originele scenario’s en het gegeven dat:

- Productie uit warmtebuffering correct gemodelleerd dient te worden:
 - De spreiding van levering uit HT-ATES over tijd beïnvloedt namelijk de vraag van gas en andere secundaire warmtebronnen.
- De gevoeligheid voor bepaalde keuzes in de scenario's uitgezocht moest worden:
 - Het niet gebruiken van warmtebuffering maakt de inzet van basislast minder efficiënt. Het gebruiken van buffering zou dus de inzet van meer basislast mogelijk kunnen maken.
 - Zonthermie miste de originele scenario's en zou in combinatie met warmtebuffering een efficiënte toevoeging kunnen zijn in de warmtevoorziening. Dit geldt ook voor andere seizoensafhankelijke bronnen, zoals de goedkope levering door warmtepompen in de zomer.

Interessant genoeg heeft de revisie van de scenario's ervoor gezorgd dat een groot deel van bovenstaande punten beter is meegenomen. Zonthermie is in een bepaalde mate meegenomen. Daarnaast is er rekening gehouden met warmtebuffering, maar twee zaken zijn duidelijk afwijkend van het HT-ATES-model gebruikt voor deze studie, namelijk:

- De HT-ATES-efficiëntie is 70% en aangenomen constant, onafhankelijk van hoe die ingezet wordt;
- Het productieprofiel (ogenschijnlijk gelijkmatige verdeling over de maanden waarin de warmtevraag hoger is dan de basislast. Er is geen rekening gehouden met dalend vermogen door temperatuurval en doorbraak van water van lage temperatuur in het ondergrondse aquifersysteem).

Dat gezegd hebbende, is de invloed op het gehele energiesysteem in hoeveelheden benodigde energie per jaar een stuk verbeterd, al zal er over de invloed van pieken op dag- en uurbasis nog wel gediscussieerd kunnen worden. Figuur A.4 laat in de drie subfiguren zien wat het verschil is tussen een revisiescenario zonder warmtebuffering (boven), met het model zoals voorgesteld in deze studie (midden) en met het model zoals geïmplementeerd in het ETM (onder). Er zijn op het oog duidelijke verschillen, maar deze zijn niet in kwantitatieve zin verder onderzocht. Figuur A.5 laat de absolute verschillen tussen de warmtebuffermodellen zien. Wat met name opvalt, los van het overduidelijke verschil in levering per dag, is dat de grootte van de hoeveelheid gebufferde warmte hoger ligt in de revisie van het voorbeeldscenario t.o.v. het origineel. Dat is in overeenstemming met Tabel A.2 hierboven.



Figuur

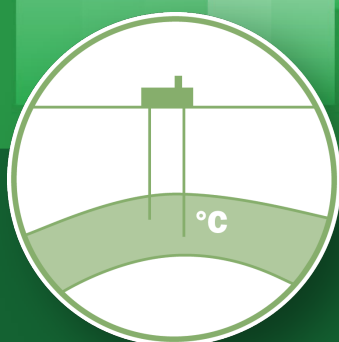
A.4. Profiel van drie uitwerkingen van warmteproductie voor warmtenetten. REG2050 met revisie van input voor scenario en model (t.o.v. gerapporteerd in Den Ouden et al. (2020), revisie doorgevoerd in juni 2020. Boven: ETM-output zonder buffering. Midden: dezelfde gegevens inclusief HT-ATES-model van deze studie. Onder: ETM-output inclusief werkende buffering. [Gegevens gedownload op 19-08-2020].



Figuur A.5. Profiel van de drie voorbeelden van productie uit HT-ATES (scenario REG2050). Bovenste: originele input inclusief geïmplementeerd HT-ATES-model uit deze studie. Onderste twee: revisie van input met respectievelijk het HT-ATES-model uit deze studie en het warmtebuffermodel van ETM.

Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 – 2050

Ontwikkelpaden en aanbevelingen



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat



TNO innovation
for life

TNO PUBLIEK

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrechtwww.tno.nlT +31 88 866 42 56
F +31 88 866 44 75**TNO-rapport****TNO2021 R11147****Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 –
2050: Ontwikkelpaden en aanbevelingen**

Datum	22 juni 2021
Auteur(s)	Serge van Gessel (TNO) Thijs Huijskes (EBN) Joaquim Juez-Larré (TNO) Rory Dalman (TNO)
Exemplaarnummer	
Oplage	
Aantal pagina's	22 pagina's
Aantal bijlagen	
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectnaam	OPVIS 2.0
Projectnummer	060.43342/01.04.06

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO



TNO PUBLIEK

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
2	Achtergrond technische analyses ondergrondse energieopslag	4
3	Huidige situatie	7
4	Ontwikkelpaden ondergrondse opslag	8
4.1	Ontwikkelpaden tot 2030	8
4.2	Ontwikkelpaden 2030 – 2050	9
4.3	Synthese ontwikkelpad waterstofopslag 2020 – 2050	12
4.4	Synthese ontwikkelpad warmteopslag 2020 – 2050	17
5	Aanbevelingen	20
6	Ondertekening	22

1 Inleiding

Dit rapport presenteert de beleidsaanbevelingen die onderdeel zijn van de beleidsstudie naar de toekomstige ondergrondse opslag van energie in Nederland tussen 2030 en 2050. Het rapport “Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 – 2050: Technische evaluatie van vraag en aanbod” presenteert de resultaten van recentelijk gepubliceerde energie-scenariostudies en aanvullende analyses van TNO en EBN, waarmee antwoord wordt gegeven op de volgende vragen:

- Hoe ontwikkelt zich de toekomstige vraag naar grootschalige ondergrondse opslag (gespecificeerd naar energiedrager, technologie, omvang, timing en locatie) volgens verschillende beschouwde energie transitie scenario's?
- Hoe kan de resulterende vraag naar grootschalige ondergrondse opslag worden ingepast binnen het bekende potentieel en wat zijn hiervan de ruimtelijke consequenties?

Dit adviesrapport beschrijft de potentiële ontwikkelpaden voor ondergrondse energieopslag in Nederland tot 2050 en geeft aanbevelingen om een verantwoorde en tijdige aanleg van grootschalige ondergrondse opslag mogelijk te maken.

2 Achtergrond technische analyses ondergrondse energieopslag

Ondergrondse energieopslag omvat een breed spectrum aan technologieën en energievormen binnen verschillende geologische formaties. Op hoofdlijnen betreft dit opslag van energie in chemische vorm (bijv. moleculen zoals methaan en waterstof), thermische vorm (bijv. water op hoge temperatuur) en mechanische energie (bijv. perslucht en pompaccumulatie). Deze ondergrondse energieopslagtechnologieën onderscheiden zich met name van hun bovengrondse alternatieven door de veel grotere opslagcapaciteit en/of het grotere realiseerbare vermogen per installatie.

Belangrijke redenen voor de aanleg van (toekomstige) ondergrondse opslagfaciliteiten zijn:

- Het verzorgen van de vraag-aanbodbalans (leveringszekerheid) in centrale energienetten t/m energiesystemen op wijk-/gemeenteniveau, waar ondergrondse opslag een goedkoper of robuuster alternatief biedt dan andere flexibiliteitsopties.
- Het voorkomen van hoge kosten en negatieve maatschappelijke impact als gevolg van een langdurige (dagen, weken) onderbreking van het aanbod van energiebronnen waarvoor geen vervangende alternatieven zijn.
- Het bijdragen aan een efficiëntere inzet van duurzame warmtelevering door het gebruik maken van zowel constante warmtebronnen (geothermie, restwarmte) als seizoensgebonden warmtebronnen (zonthermie).
- Het ontwikkelen van private verdienmodellen samenhangend met energieprijzfluctuaties, levering van specifieke systeemdiensten en ondersteuning van (internationale) handel in energiedragers.
- Kostenbesparing door schaalgrootte. Voor grootschalige opslag lijkt opslag ondergronds een economisch aantrekkelijke optie t.o.v. alternatieven (dus niet alleen wanneer er onderbreking is van aanbod → leveringszekerheid).
- Het voorkomen van een groot ruimtebeslag indien opslag op vele locaties aan het oppervlak moet worden aangelegd (bijv. druktanks).

Drie recente energiesysteemstudies uitgevoerd door Berenschot & Kalavasta (BK)¹, TNO Energie Transitie Studies (ETS)² en TKI – Large-Scale Energy Storage (LSES)³, geven een nieuw inzicht in de toekomstige (2030 – 2050) vraag naar flexibiliteit en balanscapaciteit in het veranderende energiesysteem, inclusief de mogelijk benodigde capaciteit in de vorm van ondergrondse opslag van energie. Voor dit doel zijn meerdere nationale energiescenario's ontwikkeld met het Nationale Klimaatakkoord (2030-situatie) en de 2050 doelstellingen als uitgangspunt. De scenario's zijn gebaseerd op onderscheidende maatschappelijke beelden die invulling geven aan de toekomstige vraag en het aanbod van energie. Iedere studie gebruikt verschillende energiesysteemmodellen om de scenario's door te rekenen, ieder met zijn eigen specifieke kenmerken. BK gaat uit van het Energie Transitie Model (ETM). ETS en LSES gebruiken de modellen OPERA en COMPETES.

Naast de evaluatie van vraag naar grootschalige energieopslag, is opnieuw gekeken naar het potentieel om energiedragers op te slaan in de Nederlandse ondergrond. Het rapport "Ondergrondse energieopslag in Nederland: Technische verkenning" van TNO/EBN uit 2018⁴

¹ <https://www.berenschot.nl/actueel/2020/april/nederland-klimaatneutraal-2050/>

² <https://energy.nl/en/publication/towards-a-sustainable-energy-system-for-the-netherlands-in-2050/>

³ <https://publications.tno.nl/publication/34637699/Xi7BTQ/TNO-2020-P11106.pdf>

⁴ (<http://www.nlog.nl/sites/default/files/2018-11/Ondergrondse%2BOpslag%2Bin%2BNederland%2B-%2BTechnische%2BVerkenning.pdf>)

vormt hierbij het startpunt. Ten eerste zijn de capaciteiten opnieuw geëvalueerd aan de hand van recente inzichten en analyses uit onder andere LSES (waterstofopslag en perslucht) en het project WINDOW⁵ (warmteopslag). Vervolgens is de berekende theoretische en technische capaciteit vertaald naar **praktisch realiseerbare capaciteit** (zijnde de capaciteit die mogelijk in de praktijk kan worden aangelegd, rekening houdend met verwachte technische, logistieke, economische en maatschappelijke beperkingen).

Op basis van de uitkomsten van de energiescenario's en modellen en eigen analyses zoals beschreven in het technische rapport, is geëvalueerd hoe de vraag naar grootschalige energieopslag zou kunnen worden ingepast binnen de ondergrondse opslagcapaciteit die als "mogelijk realiseerbaar" wordt beschouwd.

Bij de uitkomsten van de technische analyse worden de volgende algemene kanttekeningen geplaatst:

- De 2050-scenario's van BK (II3050) betreffen een weergave van de randen van het speelveld. Ook TNO-ETS schetst twee contrasterende eindbeelden. De scenario's omvatten onderscheidende maatschappelijke keuzes die bepalend zijn voor aanbod en verbruik van energie en geven inzicht in de technologieën om vraag en aanbod in de verschillende sectoren in balans te houden. Daarbij zijn per studie verschillende invloeden zoals afwijkende weerjaren, ontwikkeling van technologiekosten, beperkingen om technologieën in te zetten in ogenschouw genomen. Aangezien een aantal cruciale keuzes en randvoorwaarden pas in een later stadium van de energietransitie bekend zullen zijn, kan op dit moment nog geen voorkeur voor specifieke scenario's worden uitgesproken. Het is zeer goed denkbaar dat de ontwikkeling van het energiesysteem na 2030 een combinatie zal zijn van elementen uit de verschillende scenario's.
- BK heeft binnen één van de vier scenario's onderzocht wat de mogelijkheden zijn voor inzet van kernenergiecentrales. De overige studies (en scenario's) laten kernenergie buiten beschouwing. Er zijn geen directe modelresultaten beschikbaar die inzicht geven in hoe benodigde energieopslagcapaciteit wordt beïnvloed door de inzet van kernenergie en dit rapport omvat derhalve geen verdere analyses of conclusies. De verwachting is dat de invloed beperkt is.
- De studies hebben geen warmtebuffering meegenomen in de scenario's en modeluitkomsten. Deze technologie is wel geïmplementeerd in de laatste online update van het ETM-model (juli 2020) maar is niet beschreven in het rapport van BK uit 2020. In de technische analyse van deze studie is daarom nader geanalyseerd hoe ondergrondse warmtebuffering kan bijdragen aan een efficiëntere inzet van constante of seizoensgebonden duurzame warmtebronnen in warmtenetten.
- De studie van BK geeft indicatieve inschattingen voor aanvullende waterstofopslag bovenop de benodigde opslag voor (seizoensafhankelijke) vraag-aanbod balans. Enerzijds betreft dit extra reserves om import te vermijden tijdens extreme weerjaren waarin het totale jaaraanbod uit eigen productiemiddelen tekortschiet (lagere productie uit wind en zon naast een grotere inzet voor warmtevraag). Anderzijds zijn de reserves afgestemd op een situatie waarbij sprake is van grote importafhankelijkheid en de aanvoer uit het buitenland langdurig onderbroken wordt (bijv. vanwege een geopolitieke crisis en productietekorten in andere landen). Voor deze laatste reserve wordt in sommige scenario's een opmerkelijk grote

⁵ Dinkelman, D., Bergen, F. van, Veldkamp, J., 2020: Geological model, shallow subsurface temperature model and potential maps for HT-ATES in the Netherlands. WINDOW research programme. (nr: TNO 2020 R11686) (incl. Appendix 4: Potential Map Results)

opslagreserve genoemd die 100% van de totale jaarimport bedraagt en niet inpasbaar is binnen de praktisch realiseerbare ondergrondse ruimte. Deze inschattingen worden derhalve buiten beschouwing gelaten in de ontwikkelpaden.

- Deze studie volgt een alternatieve bepaling voor aanvullende opslagbehoefte van waterstof. In de praktijk blijkt dat de beschikbare opslagcapaciteit voor aardgas en aardolie ca. 25% van het totale jaarverbruik bedraagt. Dit geldt voor Nederland en voor Europa als geheel. Voor aardolie omvat deze capaciteit o.a. een strategische reserve voor 90 dagen (volgens internationale afspraken). Voor aardgas gaat het om capaciteit voor vraag-aanbod balans (piek en seizoen) en ondersteuning van arbitrage (internationale handel). Voor de maximale opslagcapaciteit van waterstof (vraag-aanbod balans plus evt. opslag voor arbitrage en extra reserves) wordt eveneens uitgegaan van 25% van het totale jaarverbruik. Voor de toekomstige bepaling van (strategische) reserves wordt aanbevolen om een analyse uit te voeren die o.a. de impact en consequenties van aanleg afweegt tegen de risico's die gepaard gaan met onderbreking van aanbod van waterstof.
- De technische en praktische ondergrondse opslagcapaciteit zoals beschreven in het technische rapport betreft een indicatief potentieel op basis van regionale portfolio analyses, beschikbare data, en een generiek ontwerp voor opslaglocaties. Voor alle nieuw aan te leggen opslaglocaties geldt dat de specifieke lokale technische geschiktheid en de praktisch realiseerbare capaciteit nader dient te worden vastgesteld. Voor sommige vormen van opslag (o.a. waterstofopslag in gasvelden) dient de technische en praktische realiseerbaarheid in algemene zin te worden bewezen.

3 Huidige situatie

Aardgasopslag

In de huidige situatie wordt energieopslag in zowel Nederland als in de rest van Europa gedomineerd door ondergrondse opslag van aardgas (UGS). In termen van opslagcapaciteit en -vermogen betreft dit meer dan 99% van het totaal van alle geïnstalleerde energieopslag (inclusief batterijen en pompaccumulatiemerren). Opslag van aardgas wordt niet alleen ingezet als noodzakelijk middel om vraag en aanbod in balans te houden, maar heeft vaak ook een duidelijk commercieel oogmerk door te anticiperen op periodieke prijsschommelingen (o.a. gestuurd door variërende vraag per seizoen) en om internationale markt voor aardgas te faciliteren (arbitrage).

Waterstofopslag

De rol van waterstof in het huidige energiesysteem is grotendeels beperkt tot het produceren van industriële grondstoffen. Inmiddels wordt waterstof ook geleidelijk ingezet als transportbrandstof (net als in het buitenland). Nederland is zelf een belangrijke producent van waterstof uit aardgas. Er is nog geen ondergrondse opslag van waterstof in Nederland maar er worden wel voorbereidingen getroffen voor een pilotproject in een zoutcaverne bij Zuidwending (HyStock).

Ondergrondse opslag verbonden met het elektriciteitsnet

Omdat Nederland momenteel over een goed regelbare (en flexibele) capaciteit voor opwekking van elektriciteit beschikt (o.a. door inzet van aardgascentrales), is de behoefte aan grootschalige opslagcapaciteit voor elektrische energie in de huidige situatie nog zeer beperkt of afwezig, zelfs nu het vermogen aan wind en zon groeit (feitelijk wordt dit nu nog geregeld door de flexibele inzet van aardgascentrales). In een aantal landen in Europa is grootschalige opslag van elektriciteit (met name via pompaccumulatiemerren in bergachtige gebieden) sterker ontwikkeld. Vaak hangt dit samen met een minder flexibele productiecapaciteit (bijv. van kerncentrales die uit kostenoverwegingen een constant vermogen leveren).

Warmtebuffering

Grootschalige opslag van hoge-temperatuurwarmte in aquifers (HT-ATES) staat in Nederland nog in de kinderschoenen met slechts enkele recente pilotprojecten in ontwikkeling of realisatie. Warmte-koudeopslag (WKO) en lage-temperatuuropslag in ondiepe bodemsystemen zijn zeer breed ontwikkeld. Warmte kan zeer flexibel worden geproduceerd met aardgas, waardoor buffering in de huidige situatie nog geen duidelijk nut of noodzaak kent. Warmtenetten die worden gevoed door duurzame warmtebronnen met een constante aanvoer (bijv. duurzame restwarmte of geothermie) in combinatie met seizoensgebonden warmtebronnen (bijv. zonthermie) zijn slechts in beperkte mate aangelegd.

4 Ontwikkelpaden ondergrondse opslag

4.1 Ontwikkelpaden tot 2030

De onderzochte scenario's voor 2030 zijn conform de uitgangspunten in het Nationale Klimaatakkoord opgesteld en op hoofdlijnen met elkaar in overeenstemming. Op basis van dit akkoord, de huidige bekende ontwikkelingen en de analyses van onderzochte scenario's schetst Tabel 4.1 de mogelijke ontwikkelingen voor ondergrondse energieopslag tot 2030. Hierbij worden de volgende opmerkingen geplaatst:

- Aardgasopslag blijft tot 2030 vrijwel zeker noodzakelijk. Er blijft voorlopig nog vraag naar aardgas voor de productie van elektriciteit, lage- en hoge-temperatuurwarmte en als grondstof voor de industrie. Het is onwaarschijnlijk dat er in 2030 al voldoende alternatieven zijn die aardgas volledig overbodig maken. De vraag in de gebouwde omgeving behoudt een seizoensgebonden karakter. Enerzijds neemt de benodigde opslagcapaciteit waarschijnlijk af vanwege de afbouw van L-gas-levering aan omringende landen en het begin van de uifasering van aardgas in de gebouwde omgeving. Anderzijds is het nog onduidelijk of de toenemende importafhankelijkheid (door afnemende binnenlandse productie) aanleiding geeft tot de aanleg van extra reserves in ondergrondse opslag.
- Het aandeel variabele opwek van elektriciteit uit zon en wind zal sterk groeien. Dit is voor een belangrijk deel vastgelegd in concrete doelstellingen, toekenning van vergunningsgebieden en projecten die worden voorbereid.
- Waterstof wordt in toenemende mate uit hernieuwbare elektriciteit en uit aardgas met CCS geproduceerd (respectievelijk groene en blauwe waterstof). De inzet van waterstof in de energievoorziening stijgt (m.n. transport, warmte voor industrie) en blijft belangrijk als grondstof voor de industrie. De verwachting is dat voor 2030 een backbone voor waterstof wordt aangelegd⁶. Eerste opslagprojecten in zoutcavernes worden gerealiseerd. Locaties voor aardgasopslag (UGS) die hun functie verliezen, kunnen mogelijk interessant zijn voor toekomstige ombouw naar locaties voor waterstofopslag (zie ontwikkelpaden 2030 – 2050).
- In geen van de onderzochte scenario's volgt een noodzaak of voorkeur voor de aanleg van perslucht (CAES) of ondergrondse pompaccumulatie (O-PAC). Wel kunnen deze technologieën bijdragen aan het leveren van flexibiliteit en netstabiliteit. Daarin hebben ze concurrentie van diverse alternatieven zoals vraagsturing, *curtailment*, interconnectiviteit en ook het inzetten van (deels) vraag-gestuurde elektrolyse die volgens de doorgerekende scenario's veelal technisch en economisch efficiëntere opties blijken. CAES en O-PAC zijn mogelijk interessant als privaat-commerciële initiatieven voor het stapelen van een aantal commerciële diensten met technische diensten aan het elektriciteitsnet. Dit aspect komt niet of zeer beperkt aan bod in de gebruikte modellen.
- Eventueel benodigde nieuwe zoutcavernes voor waterstofopslag en voor een beoogd persluchtproject⁷ zijn in alle onderzochte scenario's waarschijnlijk goed in te passen binnen de bestaande zoutwinningsvergunningen Zuidwending en Heiligerlee (afhankelijk van locatie-specifiek onderzoek). Er dient wel rekening gehouden te worden met de ontwikkeltijd van de aanleg van zoutcavernes alsmede de mogelijkheden om gewonnen pekels uit de nieuwe cavernes conform de bepalingen in de Mijnbouwwet en Omgevingswet te verwerken dan wel af te voeren.
- De ontwikkeling van warmtebuffers is sterk verbonden met de ontwikkeling van warmtenetten gevoed door geothermie, restwarmte en/of zonthermie. Zowel

⁶ O.a. www.hyway27.nl

⁷ <https://correenergystorage.nl/caes-the-project/>.

warmtenetten als HT-ATES worden gekenmerkt door sterke plaatsgebonden afhankelijkheden (warmtevraag in gebouwde omgeving, potentieel in geschikte aquifers).

Tabel 4.1: Overzicht mogelijke ontwikkelingen voor opslag tot 2030 (aangenomen waterstofopslagcapaciteit: zoutcaverne ca. 125 - 250 GWh; gasveld gemiddeld ca. 8 TWh; warmtebuffercapaciteit: 0,016 GWh per HT-ATES).

Type	Categorie	Capaciteit schatting (TWh)	Omvang / Ruimte	Opmerking
Aardgasopslag	Laag	37 – 54	ca. 2-3 bestaande UGS-locaties (L-gas)	Opslag alleen voor Nederlandse balans, rekening houdend met weercondities
	Hoog	130	Alle bestaande UGS-locaties	Opslag blijft belangrijk voor (internationale) handel
Waterstofopslag	Minimaal	<0,001	Test in zoutboorgat of mini-caverne	Waterstof als energiedrager komt niet van de grond
	Laag	0,042	1 (nieuwe) zoutcaverne	Waterstof groeit als energiedrager, optimale inzet van andere flexibilitieopties
	Hoog	0,475	2 - 4 (nieuwe) zoutcavernes	Waterstof groeit als energiedrager en wordt preferente flexibilitieoptie
Perslucht (CAES)	Mogelijk	0,003 - 0,004	2 - 3 nieuwe zoutcavernes	Verwachte aanvraag voor een CAES-project
Ondergrondse pompaccumulatie (O_PAC)	Mogelijk	0,0084	Tunnelstelsel op 1400 m diepte	Mogelijke aanvraag voor een O-PAC project
Warmtebuffers	Laag	0,16	10 locaties	Geen grote groei na eerste pilotprojecten
	Hoog	0,16 - 0,48	10 - 30 locaties	Sterke groei van HT-ATES na eerste pilots

4.2 Ontwikkelpaden 2030 – 2050

De onderzochte scenario's voor 2050 gaan alle uit van 95% minder CO₂-uitstoot t.o.v. 1990, maar hebben een zeer diverse aanpak om dat te bereiken. Dit wordt gereflecteerd in de samenstelling van de energiemix (aanbod), de aard van het (finale) energieverbruik binnen de verschillende sectoren, en de technische middelen die worden ingezet om leveringszekerheid en aanbodzekerheid te borgen. De scenario's worden door de betreffende studies beschreven als "hoekpunten van het speelveld" of ook wel "verschillende maatschappelijke beelden". Dit is wezenlijk anders dan de scenario's voor 2030 die een meer concreet en praktisch beeld schetsen op basis van het Nationale Klimaatakkoord.

Alles samengenomen, kunnen de onderzochte scenario's voor 2050 grosso modo in twee groepen worden ingedeeld:

- Scenario's die uitgaan van een sterke transformatie van het energiesysteem: daling van de primaire energievraag, sterke inzet op elektrificatie een groot aandeel hernieuwbare bronnen (o.a. wind, zon), groei van geothermie en andere duurzame warmtebronnen (restwarmte, zonthermie), productie van groene waterstof, focus op zelfvoorzienendheid en minimaliseren van het gebruik van fossiele brandstoffen. Energie-intensieve industrie blijft merendeels gelijk of daalt licht.
- Scenario's die voortbouwen op de elementen van het huidige energiesysteem: vrijwel gelijkblijvende primaire energievraag, een minder sterke focus op elektrificatie, belangrijke rol voor traditionele en nieuwe brandstoffen (o.a. aardgas, aardolie, biomassa, blauwe waterstof), een grote mate van importafhankelijkheid en de inzet van CCS om de emissies van CO₂ uitstotende processen te voorkomen. Vaak is er ook sprake van groei van de energie-intensieve industrie.

De meeste scenario's laten kernenergie buiten beschouwing. Slechts voor één van de BK-scenario's zijn varianten doorgerekend waarbij een kerncentrale wordt ingezet. Er is geen doorrekening beschikbaar van de effecten van een kerncentrale op de vraag naar flexibiliteit en in het bijzonder energieopslag.

Hoe het energiesysteem zich in werkelijkheid zal ontwikkelen tussen 2030 en 2050 is nog grotendeels onbekend en zal sterk afhankelijk zijn van een groot aantal technische, politieke en maatschappelijke keuzes en ontwikkelingen. Dat geldt ook voor de uiteindelijke vorm en omvang van energieopslagcapaciteit en andere flexibiliteitsopties. Tabel 4.2 vat de benodigde ondergrondse opslagcapaciteiten samen, uitgaande van de uitkomsten van de onderzochte scenario's en aanvullende analyses zoals beschreven in het technische rapport. Hieronder worden enkele ontwikkelingen en bijbehorende keuzes voor ondergrondse opslag toegelicht.

Aardgasopslag:

- In alle onderzochte scenario's kan de benodigde aardgasopslagcapaciteit voor binnenlandse vraag-aanbodbalans in principe worden geacommodeerd in één of twee van de bestaande UGS-locaties (afhankelijk van welke worden gekozen).
- De keuze voor aanleg van extra opslagreserves volgens één van de scenario's in BK zou leiden tot benutting van de volledige opslagcapaciteit van de bestaande UGS-locaties. Voor het in stand houden van dergelijke grote reserves ontbreekt momenteel nog een goede onderbouwing. Nederland heeft momenteel geen verplichting tot aanleg van strategische reserves.

Waterstofopslag:

- Met een sterk toenemend aandeel hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon zal de vraag naar flexibiliteit bovenop de reeds bestaande seizoensgebonden warmtevraag sterk groeien. Indien waterstofopslag als preferente (dominante) optie wordt gekozen om vraag en aanbod voor elektriciteit en warmte in balans te houden, dan zal de benodigde opslagcapaciteit een grote omvang krijgen die, in termen van gasvolume, in de orde grootte van de huidige aardgasopslagen uitkomt. In dit geval is de inzet van gasvelden⁸ wenselijk, zo niet noodzakelijk, om ruimtelijke inpassing, maatschappelijke impact en tijdige ontwikkeling praktisch realiseerbaar te houden.
- De LSES-studie laat zien dat de benodigde opslagcapaciteit voor waterstof, zoals beschreven volgens het bovengenoemde ontwikkelpad, significant kan worden gereduceerd indien optimaal gebruik wordt gemaakt van andere, meer kostenefficiënte

⁸ Bestaande aardgasopslagen in gasvelden kunnen mogelijk in aanmerking komen voor ombouw naar waterstofopslag indien de huidige functie komt te vervallen.

flexibiliteitsopties zoals interconnectie en vraagsturing via elektrische boilers en productie van synthetische brandstoffen uit waterstof. In het ideale geval zouden de huidige zoutwinningslocaties Zuidwending en Heiligerlee dan voldoende capaciteit kunnen bieden via de aanleg van zoutcavernes. Het is echter belangrijk om te vermelden dat de lage inschatting van opslagcapaciteit door LSES geen rekening houdt met onverwachte omstandigheden zoals afwijkende weerjaren of verstoringen in energieaanbod en/of het energiesysteem.

- Indien het aanbod van waterstof hoofdzakelijk via import⁹ verloopt, dan kan ondergrondse opslag nog steeds een significante omvang krijgen, mede vanwege de variabele (seizoensgebonden) warmtevraag.
- Tenslotte kan voor waterstofopslag de (politieke) keuze worden gemaakt om extra (reserve) capaciteit aan te leggen voor strategische reserves of ondersteuning van internationale handel in waterstof. Indien wordt uitgegaan van een totale opslagcapaciteit ter grootte van 25% van het totale jaarverbruik (conform bestaande verhoudingen voor aardgasopslag en aardolieopslag), dan betreft dit in het maximale geval een ca. 1,5 keer zo groot volume als het huidige gasvolume dat in de bestaande aardgasopslagen aanwezig is en wordt de ontwikkeling van één of meerdere gasvelden onvermijdelijk.

CAES en O-PAC:

- Voor deze technologieën zijn geen schattingen beschikbaar op basis van de onderzochte scenario's. In het algemeen wordt geen directe noodzaak gezien voor aanleg van CAES en/of O-PAC om leveringszekerheid binnen de nationale energievoorziening te borgen. Andere flexibiliteitsopties krijgen in de modellen de voorkeur omdat ze tot lagere kosten leiden. Wel kunnen CAES en O-PAC diverse ondersteunende systeemdiensten op het elektriciteitsnet leveren die gericht zijn op korte tijdschalen en die aantrekkelijk zijn voor private initiatieven. Dit soort diensten zijn niet of beperkt meegenomen in de gebruikte energiesysteemmodellen.
- Aanleg van CAES neemt mogelijk zoutcaverneruimte in die anders gebruikt had kunnen worden voor aanleg van waterstofopslag (i.e. het maximale aantal 60 praktisch realiseerbare cavernes). Dit is een factor die mogelijk meeweegt in de ruimtelijke planning en inpassing van CAES-projecten.

Warmtebuffering:

- De ontwikkelingen voor grootschalige warmtebuffering wordt met name bepaald door: 1) de grootte van de inzet van warmtenetten, 2) de mate waarin warmtenetten gevoed zullen worden door basislastbronnen of bronnen die goedkoop zijn in de zomer, t.o.v. centrale boilers (groen gas, waterstof, biomassa) of via warmtepompen/power-to-heat. De onderzochte scenario's laten zien dat dit sterk afhankelijk is van de mate waarin warmtelevering regionaal wordt opgelost, en de mate waarin grondstoffen zoals waterstof (goedkoop) te importeren zijn. Niettemin wordt in alle scenario's verwacht dat er enige mate van warmtebuffering nodig zal zijn.
- De mate van ontwikkeling van HT-ATES ligt qua potentie ergens tussen praktisch elk warmtenet tot slechts een gedeelte van de warmtenetten. De bronnen van een specifiek warmtenet zullen hierin leidend zijn (bijv. de grootschalige inzet van restwarmte).

⁹ Een deel van de scenarioberekeningen gaat uit van constante import. In werkelijkheid zal dit waarschijnlijk fluctueren.

Tabel 4.2: Overzicht mogelijke ontwikkelingen voor opslag tot 2050 (aangenomen waterstofopslagcapaciteit: nieuwe zoutcavernes ca. 250 GWh en gasveld gemiddeld ca. 8 TWh; De opslagcapaciteit van HT-ATES varieert per scenario door het type warmtelevering en het aantal warmtenetten)

Type	Categorie	Capaciteit schatting (TWh)	Omvang / Ruimte	Opmerking
Aardgasopslag	Laag	2 - 7	1 bestaande UGS-locatie	Aardgas speelt een ondergeschikte rol in elektriciteits- en warmtevoorziening
	Hoog	15 - 25	1 - 2 bestaande UGS-locaties	Aardgas blijft belangrijk voor Nederlandse elektriciteitsvoorziening en warmtevraag
	Maximaal	130	Alle bestaande UGS-locaties blijven in bedrijf	Keuze voor strategische reserves en blijvende inzet voor (internationale) handel
Waterstofopslag	Minimaal	2 - 4	10 – 20 zoutcavernes	Laag aandeel waterstof en/of optimale inzet flexibiliteit, geen rekening houdend met onzekere (weers-) omstandigheden
	Midden	4 - 12	10 – 50 minimum 0 gasvelden maximum 0-2 gasvelden	Gemiddelde inzet flexibiliteit, rekening houdend met onzekere omstandigheden
	Hoog	12 - 32	10 – 65 zoutcavernes minimum 0-2 gasvelden maximum 3-4 gasvelden	Waterstof als preferente balansoptie (seizoen) inclusief extreme weerjaren
	Zeer Hoog	20 - 52	15 – 65 zoutcavernes minimum 1-2 gasvelden maximum 5-6 gasvelden	Aangevuld tot 25% van het totale jaarverbruik van waterstof (extra reserve/arbitrage)
Perslucht	Geen schatting binnen onderzochte scenario's			
Ondergrondse pompaccumulatie	Geen schatting binnen onderzochte scenario's			
Warmtebuffers	Laag	0,6 – 1,1	100 – 140 warmtebuffers, waarvan een deel HT-ATES, en een deel kleinschaliger warmtebuffers	Weinig of geen inzet van basislast of duurzame warmte in de zomer. Veel inzet van gasboilers in warmtenetten.
	Hoog	4 - 8	100 – 200 HT-ATES, daarnaast mogelijk nog meer kleinschaliger warmtebuffers	Meer aanbod basislast of grootschalige inzet van zonthermie door combinatie met HT-ATES.

- Uitdagingen zijn:

- Het opbouwen van opererende partijen en dienstverlening die een portfolio van enkele honderden HT-ATES kan aanleggen, opereren en onderhouden.
- In drukker regio's mogelijk de ondergrondse interferentie en concurrentie met andere warmtebuffering. Bij WKO bestaat dit probleem al in Nederland.
- Concurrentie met ander gebruik van de ondergrond of een beschermde status van de ondergrond, zoals waterwinningsgebieden.
- De mogelijkheid dat potentie voor HT-ATES mist in sommige gebieden. Daarom kan aanvullend (veld)werk gedaan worden om kennis over de potentie voor HT-ATES uit te breiden.

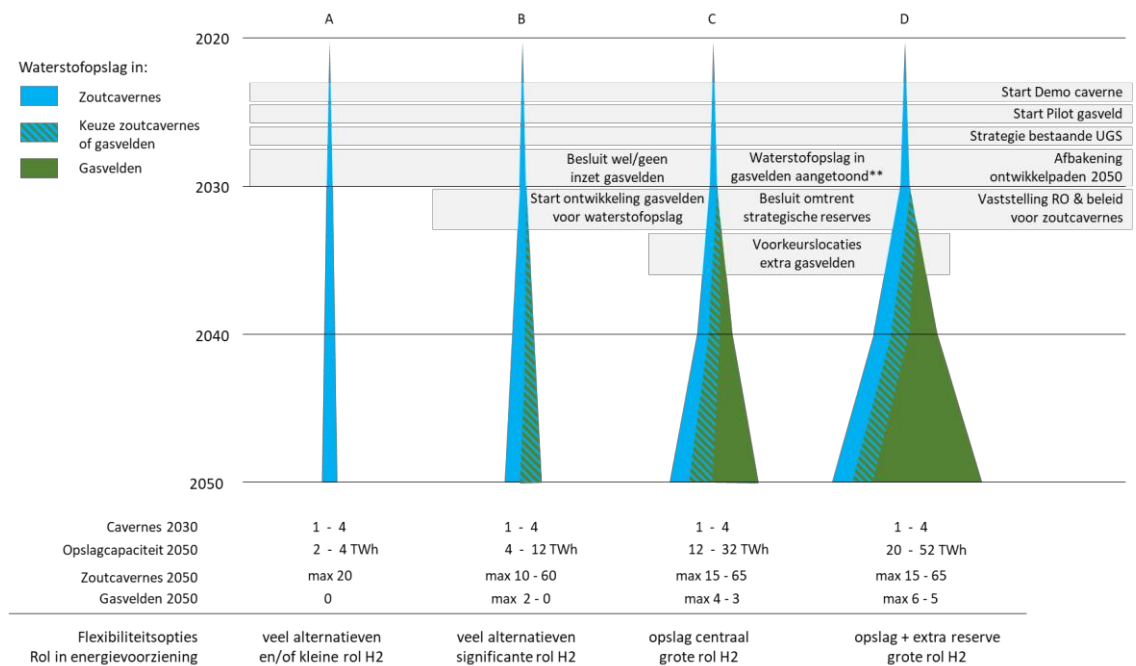
4.3 Synthese ontwikkelpad waterstofopslag 2020 – 2050

Uit het bovenstaande blijkt dat waterstofopslag (van alle onderzochte vormen van ondergrondse energieopslag) waarschijnlijk de grootste technische, ruimtelijke en maatschappelijke uitdaging gaat vormen voor nationaal beleid. Dit hangt met name samen met de mogelijk grote aantallen locaties (zoutcavernes) die moeten worden ontwikkeld, de daarmee samenhangende ruimtelijke en maatschappelijke consequenties en effecten, en de noodzaak om tijdig inzicht te krijgen in de technische en praktische realiseerbaarheid. Om maatschappelijke redenen kan het eventueel wenselijk zijn om de ontwikkeling van waterstofopslag op zee (bijv. kustnabije velden en zoutstructuren) te onderzoeken. Dit zal wel gepaard gaan met significant hogere kosten.

Voor de opslag van aardgas voldoen de bestaande opslaglocaties (het is zeer onwaarschijnlijk dat nieuwe locaties moeten worden aangelegd). Voor CAES en O-PAC is het onwaarschijnlijk dat er locaties moeten worden aangelegd voor het garanderen van (nationale) leveringszekerheid. Bovendien is de aanleg hiervan meer ingegeven door nut voor netstabiliteit en commerciële diensten dan door noodzaak voor grootschalige en langere-termijn balanceren van het elektriciteitsnet. Voor netstabiliteit bestaan meerdere (goedkopere) opties zoals vraagsturing, inperking van levering en bovengrondse opslag van elektriciteit. Warmteopslag kan mogelijk tot grootschalige toepassing groeien, maar dat zal vooral gebeuren op basis van lokale initiatieven. Hiervoor geldt dat opslag met name gebruikt wordt om bepaalde duurzame bronnen efficiënt in te kunnen zetten, maar er zijn alternatieven, zoals het weggooien van warmte bij overproductie en het inzetten van gasboilers bij te veel vraag.

In Figuur 4.1 worden vier mogelijke ontwikkelpaden beschreven voor aanleg van ondergrondse waterstofopslag inclusief belangrijke mijlpalen voor beleid en onderzoek. Het uitgangspunt is hier dat het maximaal aantal nieuw aan te leggen zoutcavernes voor 2050 om technische en praktische redenen tot 60 wordt beperkt¹⁰. Enerzijds hangt dit samen met de beschikbare tijd om deze cavernes aan te leggen (productiecapaciteit) en anderzijds met de mogelijke beperkingen om gewonnen pekels te verwerken dan wel af te voeren. Nader onderzoek zal moeten uitwijzen hoeveel cavernes praktisch gezien kunnen worden gerealiseerd voor 2050. De technische en praktische realiseerbaarheid van pure waterstofopslag in gasvelden dient rond 2030 te zijn aangetoond om tijdig toegang te hebben tot operationele locaties. Indien dat haalbaar blijkt, kunnen mogelijk bestaande UGS-locaties worden omgebouwd. Met de ontwikkeling van andere gasvelden kan een betere spreiding van waterstofopslaglocaties (Zuid/Noord Holland, Kustnabije velden) worden bereikt.

¹⁰ De aanleg van drie grotere (1 miljoen m³) opslagcavernes per jaar tussen 2030 en 2050 resulteert jaarlijks in een hoeveelheid zout die gelijk is aan de huidige totale jaarproductie van ca. 6 miljoen ton steenzout.



Figuur 4.1 Overzicht van vier mogelijke ontwikkelpaden en bijbehorende mijlpalen voor aanleg van ondergrondse waterstof tussen 2020 en 2050. De aantallen cavernes en gasvelden betreffen indicatieve ranges die zijn afgeleid van de scenario's in de technische analyse (aangenomen waterstofopslagcapaciteit: zoutcaverne ca. 250 GWh en gasveld ca. 8 TWh).

Hieronder worden de paden kort toegelicht:

A – D. Alle ontwikkelpaden gaan uit van de aanleg van 1 – 4 zoutcavernes voor waterstofopslag. Het aantal zal afhangen van de mate waarin andere flexibiliteitsopties worden ingezet.

- A. In dit ontwikkelpad is de aanleg voor waterstofopslagcapaciteit gering en in principe goed inpasbaar binnen nieuw aan te leggen zoutcavernes in de nu ontwikkelde zoutformaties. Dat kan twee hoofdredenen hebben, 1) er is sprake van een merendeels regelbare/constante productie (SMR/ATR¹¹, import), 2) groene waterstof heeft weliswaar een belangrijke rol in samenhang met een groot opgesteld vermogen aan wind en zon, maar er wordt zoveel mogelijk opslag vermeden door optimaal gebruik te maken van alternatieve flexibiliteitsopties (o.a. interconnectiviteit, vraagsturing via warmteboilers en productie synthetische brandstoffen).
- B. De uitgangspunten voor dit ontwikkelpad zijn grotendeels gelijk aan A(2), met het belangrijke verschil dat minder alternatieve flexibiliteitsopties worden ingezet. In plaats daarvan zullen waterstofcentrales een belangrijkere rol spelen bij het reguleren/balanceren van elektriciteitsproductie. Hierdoor zou een groter aantal zoutcavernes nodig zijn en moeten mogelijk nieuwe zoutstructuren (buiten huidige zoutwingebieden) worden aangelegd. Met de (optionele) ontwikkeling van een gasveld voor waterstofopslag kan dit waarschijnlijk vermeden worden. De verzekering van aanbod van waterstof (bijv. door verstoorde of tegenvallende productie) worden opgevangen door (variabele) import en gediversifieerde aanvoerroutes.

¹¹ Steam Methane Reforming en Autothermal Reforming: Technologieën die waterstof uit aardgas produceren, eventueel in combinatie met CCS.

- C. In dit ontwikkelpad is opslag van waterstof de belangrijkste optie voor het balanceren van grootschalige (seizoensgebonden) variaties in de elektriciteits- en mogelijk deels de warmtevoorziening. Alternatieve flexibiliteitsopties worden hoofdzakelijk voor kortdurende variaties ingezet. Een deel van de waterstofopslagen wordt ingezet als strategische reserve om een langdurige onderbreking van de waterstofproductie (windstilte) op te vangen. Vanwege de grote vraag naar waterstofopslagcapaciteit is de ontwikkeling van opslag in gasvelden noodzakelijk om het aantal aan te leggen zoutcavernes te beperken.
- D. Dit ontwikkelpad is vergelijkbaar met C met als belangrijk verschil dat er rekening wordt gehouden met grote onzekerheden omtrent aanbod. Enerzijds omdat er rekening wordt gehouden met forse extremen in weersomstandigheden (samenloop van tegenvallende jaarproductie uit wind/zon en zeer koude winters). Anderzijds omdat Nederland voor het aanbod van waterstof sterk afhankelijk is van import uit het buitenland en daarbij rekening moet worden gehouden met mogelijke onderbreking/verstoring. Om dit te ondervangen, wordt een reserve-opslagcapaciteit aangelegd tot maximaal 25% van het totale jaarverbruik. Hiervoor zijn meerdere gasvelden nodig.

In de recent uitgebrachte LSES-studie en de “Technische verkenning ondergrondse opslag in Nederland” van TNO uit 2018 worden een aantal technische, economische en juridische uitdagingen en knelpunten benoemd die moeten worden opgelost om de aanleg van ondergrondse waterstofopslag soepel en maatschappelijk verantwoord te laten verlopen. De belangrijkste punten zijn:

- Opslag van pure waterstof in zoutcavernes wordt al toegepast op enkele locaties in de Verenigde Staten en het Verenigd Koninkrijk. Deze installaties betreffen echter een lang-cyclische vorm van opslag. Er is onder meer verder onderzoek nodig naar de effecten en risico's van snel-cyclische opslag, waarbij waterstof met zeer hoge snelheid wordt geïnjecteerd en geproduceerd.
- Grootschalige opslag van pure waterstof in gasvelden is tot dusverre onbewezen. Op diverse plaatsen (o.a. Oostenrijk en Argentinië) vinden momenteel onderzoeken en pilots plaats om de haalbaarheid van waterstofopslag in (lege) gasvelden en poreuze formaties te onderzoeken en daarmee inzicht te krijgen in aspecten als terugwinbaarheid van waterstof, geochemische effecten en microbiologische effecten¹².
- De inschatting is dat er in de komende jaren nog onvoldoende markt is voor commercialisatie en opschaling van ondergrondse opslag van waterstof. Naast technische randvoorwaarden zal ook het marktpotentieel voor ondergrondse waterstof moeten worden gedefinieerd met innovatieve business cases (o.a. combineren van verschillende verdienmodellen). Hierbij moet het beschikbare potentieel voor opslag aansluiten (in tijd en ruimte) op de locatie-specifieke elementen van de energie-infrastructuur die de vraag naar opslag bepalen.
- Voor een succesvolle realisatie van opslagprojecten zal in vroegtijdig stadium (ruim voor het ingaan van het besluitvormingsproces) aandacht moeten worden besteed aan de juridisch en maatschappelijke inbedding, bijvoorbeeld:
 - Uitwerken van het publieke participatieproces (maatschappelijk draagvlak) onder de nieuwe Omgevingswet. Daarbij dient ook aandacht te zijn voor het feit dat veel van het bekende potentieel voor aanleg van zoutcavernes in specifieke gebieden in noord en noordoost Nederland is geconcentreerd

¹² Voor een actueel overzicht zie: N. Heinemann, J. Alcalde, J.M. Miocic, S.J.T. Hangx, J. Kallmeyer, C. Ostertag-Henning, A. Hassanpouryouzband, E.M. Thaysen, G.J. Strobel, C. Schmidt-Hattenberger, K. Edlmann, M. Wilkinson, M. Bentham, S. Haszeldine, R. Carbonell and A. Rudloff (2021), Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges. The Royal Society of Chemistry. DOI: 10.1039/d0ee03536j.

- Opstellen van beleidsambities en beleidsinstrumenten die zowel nationale als regionale en lokale belangen in ogenschouw nemen.
- Heldere vergunningsprocedures, rekening houdend met het langdurige en complexe karakter van opslagprojecten (voorbereiding, uitvoering en sluiting) als ook de brede groep stakeholders (verschillende rollen en verantwoordelijkheden) die daarbij betrokken is.
- Voor grootschalige ondergrondse opslag zal mogelijk aanvullende wet- en regelgeving nodig zijn om de aanleg en opschaling verantwoord te laten verlopen. Voorbeelden zijn duidelijke afwegingscriteria voor vergunningen indien meerdere opslagvormen op dezelfde locatie worden aangevraagd, richtlijnen voor abandonnering en wettelijke oplossingen om eventueel overtollige pekel af te voeren.

De ontwikkelpaden in Figuur 4.1 leiden tot de volgende mijlpalen voor beleid en onderzoek tot 2030:

Demonstratie caverne: Dit is een essentiële actie die tijdig (lieft voor 2025) antwoord moet geven op operationele en beleidsmatige¹³ vraagstukken die samenhangen met waterstofopslag in zoutcavernes. Dit is een belangrijke randvoorwaarde om, indien nodig, rond 2030 een operationele opslagcapaciteit te kunnen realiseren ter grootte van 1 – 4 zoutcavernes.

Pilot en demonstratie gasveld: Ook deze ontwikkeling dient tijdig te starten. De aanlooptijd en ontwikkeltijd van een eerste waterstofopslag in een gasveld zal al snel ongeveer 10 jaar kunnen duren¹⁴. Indien de paden B, C of D realiteit worden, zal rond 2030 de technische en praktische realiseerbaarheid van waterstofopslag in gasvelden moeten zijn aangetoond met een pilot en opvolgende demonstratie. Uitgangspunt is dat er voor 2040 operationele opslagcapaciteit in gasvelden beschikbaar zal zijn.

Strategie toekomst UGS: De bestaande UGS-locaties kunnen een belangrijke rol spelen voor 2030 en 2050, als aardgas-/groengasopslag en/of als waterstofopslag. Voor 2030 dienen de opties voor deze locaties te worden uitgewerkt zodat een tijdige afweging omtrent ombouw of sluiting mogelijk is. Indien gasopslagen tussen 2020 en 2030 overbodig worden, zal ook een strategie moeten worden opgesteld voor hoe om te gaan met eventuele (tijdelijke) sluiting (wel/niet abandonneren, waar wordt onderhoud van aangelegde infrastructuur belegd, etc.).

Afbakening ontwikkelpaden 2050: Na 2030 lopen de verschillende energiescenario's sterk uiteen. Dit heeft een grote invloed op de omvang en aard van energieopslag en waterstof in het bijzonder. Om de benodigde opslagcapaciteit tijdig te kunnen ontwikkelen, zullen enkele doorslaggevende keuzes in 2030 moeten worden vastgelegd (met name t.a.v. aanbod en inzet van waterstof).

Afhankelijk van de verdere afbakening en keuzes in ontwikkelpaden, worden de volgende (voorwaardelijke) mijlpalen tussen 2030 en 2040 voorzien:

Vaststelling ruimtelijke ordening en mijnbouwbeleid zoutcavernes: Paden B – D gaan uit van de aanleg van een mogelijk groot aantal cavernes (waarschijnlijk startend vanuit de bestaande opslaglocaties Zuidwending en Heiligerlee, en mogelijk uitgroeiend naar andere

¹³ O.a. gedrag van zoutcavernes bij kort-cyclische opslag van waterstof, integriteit infrastructuur, vergunningprocedures.

¹⁴ Naast de technische realisatie zullen ook de benodigde vergunningstrajecten moeten worden doorlopen.

zoutformaties in Overijssel, Drenthe, Groningen en Friesland). Om dit in goede banen te leiden zal er vlak na 2030 een goede strategie moeten worden opgesteld om deze aantallen op een verantwoorde wijze te ontwikkelen. Dit betreft o.a. i) de praktische en technische inpasbaarheid boven- en ondergrond, ii) de lange-termijn bodemdaling (tientallen tot honderden jaren na sluiting van de opslag), iii) de afvoer van gewonnen pekel.

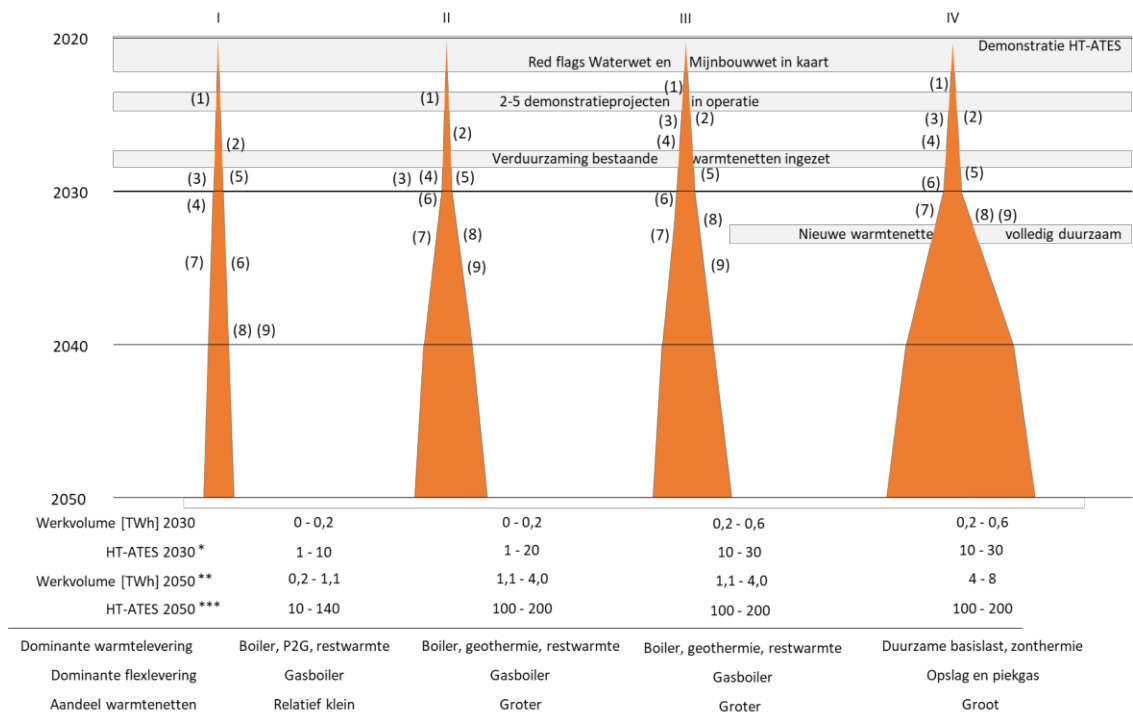
Besluit inzet gasvelden: In paden C en D wordt aanleg van waterstofopslag in gasvelden (en dus ook aantoning van geschiktheid) als noodzakelijke randvoorwaarde gezien. De tijdige aanleg van meer dan 60 zoutcavernes (vóór 2050) is in praktisch opzicht niet of zeer lastig te realiseren. In pad B is opslag in gasvelden een optionele keuze op voorwaarde dat de geschiktheid wordt aangetoond. Hiermee kan de aanleg van grote aantallen zoutcavernes eventueel worden voorkomen. Gezien het tempo van sluiting en verlating van gasvelden en de aanlooptijd voor ontwikkeling van locaties, zal uiterlijk in 2030 bekend moeten zijn of deze optie technisch en economisch haalbaar is. Deze keuze is dus ook sterk bepalend voor de vaststelling van het ruimtelijke plan en beleid voor de aanleg van zoutcavernes.

Besluit extra reservecapaciteit: Op basis van verdere afbakening van het ontwikkelpad richting 2050 zullen tijdig (vlak na 2030) keuzes moeten worden gemaakt omtrent eventuele aanleg van strategische waterstofreserves in ondergrondse opslag (pad C en D). Voor deze afweging moeten risico's omtrent aanbodzekerheid en leveringszekerheid goed in kaart worden gebracht. De uitkomsten zijn bepalend voor het aantal gasvelden en zoutcavernes dat moet worden ontwikkeld.

Start aanleg eerste opslag in gasveld, selectie andere kandidaten: Gezien de lange aanloop- en ontwikkeltijd voor aanleg van waterstofopslag in gasvelden (indicatie 10 jaar voor eerste veld, latere velden mogelijk sneller), zal in de ontwikkelpaden C en D moeten worden geanticipeerd op een start vóór 2035.

4.4 Synthese ontwikkelpad warmteopslag 2020 – 2050

Voor warmteopslag is een vergelijkbare analyse uitgevoerd als voor waterstofopslag. In Figuur 4.2 wordt de potentiële ontwikkeling van HT-ATES schematisch weergegeven. In het algemeen geldt dat er vóór 2030 veel werk verricht moet worden voordat er grootschalige ontwikkeling plaats kan vinden. HT-ATES bevindt zich nu aan het begin van de ontwikkelcurve ("S-curve"), en voor de grootschalige ontwikkeling van HT-ATES zijn er twee zaken van belang: het moment waarop barrières hiervoor zijn weggenomen (vroeg of laat) en het energiesysteem (en/of het type warmtevoorziening in warmtenetten) in 2050 waar naartoe gegroeid wordt. Het aantal buffers en de gemiddelde grootte wordt bepaald door het aantal warmtenetten en door inrichting van de warmtelevering door die warmtenetten.



Figuur 4.2 Overzicht van 4 mogelijke ontwikkelpaden en bijbehorende mijlpalen voor aanleg van HT-ATES tussen 2020 en 2050. De grootte en het aantal opslagen betreffen indicatieve ranges die zijn afgeleid van de scenario's in de technische analyse. * Het aantal HT-ATES wordt bepaald door uitkomst pilots en business case; ** Het aantal HT-ATES wordt bepaald door het aantal beschikbare warmtenetten; *** Het totale werkvolume wordt bepaald door de inrichting van het energiesysteem

De ontwikkelpaden zijn gecategoriseerd langs vier lijnen:

- i. Voor 2030 wordt getest met pilots, maar de technische performance of het economisch rendement is onzeker. De low case is dat het aantal HT-ATES klein zal blijven. Het energiesysteem is sterk ingericht op import van energiedragers en het gebruik van gasvormige energiedragers en elektriciteit in de warmtevoorziening. Hierdoor blijft het markt- en technisch potentieel voor warmtebuffering laag, zelfs als het aantal warmtenetten groot is.
- ii. Voor 2030 wordt getest met pilots, maar de technische performance of het economisch rendement is onzeker. Het kan ook zijn dat er onvoldoende barrières weggenomen zijn om snelle opschaling van het aantal HT-ATES te realiseren. Opschaling van het aantal HT-ATES is dan tegen 2035 wel ingezet. Warmtelevering in warmtenetten in 2050 gebeurt door boilers, warmtepompen en door industriële restwarmte en mogelijk geothermie.
- iii. Voor 2030 wordt getest met pilots. Voor 2030 blijkt de technische performance en het economisch rendement zodanig dat grootschalige groei van het aantal HT-ATES al is ingezet. Barrières in o.a. wet- en regelgeving zijn weggenomen zodat een groei in het aantal HT-ATES gerealiseerd kan worden. Bij het aanleggen van nieuwe warmtenetten zal het meenemen van warmtebuffering vanzelfsprekend zijn. Warmtelevering in warmtenetten in 2050 gebeurt door boilers, warmtepompen en door industriële restwarmte en geothermie.
- iv. Voor 2030 wordt getest met pilots. Voor 2030 blijkt de technische performance en het economisch rendement zodanig dat grootschalige groei van het aantal HT-ATES al is ingezet. Barrières in o.a. wet- en regelgeving zijn weggenomen zodat een groei in het aantal HT-ATES gerealiseerd kan worden. Bij het aanleggen van nieuwe warmtenetten zal het meenemen van warmtebuffering vanzelfsprekend zijn.

Warmtelevering in warmtenetten in 2050 gebeurt primair alleen door duurzame warmteproductie, dat technisch en economisch efficiënter wordt dan alternatieven door combinatie met warmtebuffer. Hierbij kan gedacht worden aan geothermie, duurzame restwarmte en zomers aanbod van goedkope warmte zoals zonthermie en omgevingswarmte (grote warmtepompen). In dit ontwikkelpad is het ook mogelijk dat warmtelevering door goedkope duurzame warmte in combinatie met warmtebuffering zodanig aantrekkelijk is geworden dat levering door warmtenetten een groter aandeel gaat krijgen in het energiesysteem dan voorzien in de meeste scenario's.

In het algemeen geldt dat er vóór 2030 veel werk verricht moet worden voordat grootschalige ontwikkeling (volgens de S-curve) plaats kan vinden. Begin jaren '20 dienen alle barrières in de wet- en regelgeving in kaart gebracht te zijn, zodat deze eind jaren '20 opgelost kunnen zijn. Rond 2025 zullen meerdere demonstratieprojecten in nieuwe en bestaande warmtenetten operationeel zijn. Deze zijn cruciaal om generieke inzichten te krijgen in o.a. het technisch rendement en technische uitdagingen (en oplossingen), en het economisch rendement voor business cases.

Mijlpalen vóór 2030:

- (1) Opslagpotentieel in kaart gebracht voor de Nederlandse ondergrond: een opslagatlas.
- (2) Kennisdelingsprogramma monitoring en prestatie demonstratieprojecten is opgezet, inclusief levensduurbepaling en strategieën voor ontmanteling.
- (3) Barrières in wet- en regelgeving zijn weggenomen:
 - a. Op dit moment heeft HT-ATES nog een "pilotstatus" (met haar eigen uitzonderingsregels). Er zal regelgeving moeten komen die continuïteit (investeringszekerheid) en opschaling mogelijk gaan maken.
 - b. Harmonisatie vergunningseisen onder Waterwet en Mijnbouwwet.
- (4) Ontstaan van een financierbare business case: een partij met HT-ATES-plannen moet bijvoorbeeld financiers kunnen vinden. Hiervoor is er een bewezen technologie nodig (zeg tien positieve ervaringen met HT-ATES) en ook een business case, mogelijk met steun (zoals uitbreiden RNES voor warmteopslag, of toevoeging aan SDE++).
- (5) Ruimtelijke planning ondergrond en bovengrond gereed: inclusief stakeholdermanagement betreft participatie burgers (nieuwe Omgevingswet) en afweging concurrerend/alternatief grondgebruik.

Mijlpalen na 2030:

- (6) Ontwerpstandaarden en veiligheidsnormen voor het aanleggen en opereren van HT-ATES zijn vastgesteld.
- (7) Ruimtelijk beleid is ingericht en maatschappelijk draagvlak wordt gemonitord. (Dit is een vervolgstap van (3)).
- (8) Bewezen en volwassen technologie: volledig financierbaar.
- (9) Een volledige (waarde)keten van ontwikkelaars, dienstleveraars en kennisdragers is ontwikkeld om ongeveer tien projecten per jaar uit te voeren.

5 Aanbevelingen

Zorg uiterlijk in 2030 voor een beter gedefinieerde blauwdruk van het energiesysteem in 2050 waarin concrete keuzes worden gemaakt omtrent de inzet en planning van de ondergrondse opslag. In alle onderzochte scenario's speelt de opslag van enige vorm van energie in de ondergrond een belangrijke rol bij het veiligstellen en efficiënt houden van het huidige en toekomstige energiesysteem. De scenario's laten ook zien dat er een zeer grote bandbreedte is in mogelijke ontwikkelpaden voor ondergrondse opslag (vorm en omvang). De ontwikkeling van ondergrondse opslag heeft een lange aanlooptijd. Het tijdig starten met de inventarisatie (vooronderzoek) en opvolgende aanleg van locaties is daarom essentieel. Afwijken van éénmaal ingezette ontwikkelingen kan mogelijk grote gevolgen hebben voor de voortgang van de energietransitie en/of de leveringszekerheid van energie. Een verantwoorde aanleg van locaties is sterk afhankelijk van een gedegen ruimtelijk ordeningsplan.

Er wordt sterk aangeraden om uiterlijk 2030 een antwoord te hebben op de vraag of waterstofopslag in gasvelden een technisch, economisch en praktisch realiseerbare optie is. Aanleg van waterstofopslag in gasvelden kan onder bepaalde randvoorwaarden en energiesysteemkeuzes noodzakelijk worden (m.n. waterstofopslag als voorkeursoptie voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit en seizoensgebonden warmte, beperkte inzet van andere flexibilitieopties, sterke afhankelijkheid van binnenlandse productie). Met dit inzicht kunnen ontwikkelpaden nog worden bijgestuurd en kan, zo nodig, tijdig worden begonnen met de voorbereiding en ontwikkeling van waterstofopslag in gasvelden. Specifiek dient hierbij ook gekeken te worden naar de mogelijkheden (en onmogelijkheden) van waterstofopslag op zee zodat dit mee kan worden genomen in afwegingen rondom maatschappelijke acceptatie.

Zorg dat tussen 2020 en 2030 de laatste technische vraagstukken omtrent waterstofopslag in lege gasvelden worden weggenomen, zodat de technologie in *technology readiness* stijgt naar pilotwaardig niveau. Stimuleer het starten van veldtesten. Mogelijk is deze kennis en zelfs een gasveldlocatie voor waterstofopslag sneller dan nu voorzien nodig na 2030 indien de (tijdige) aanleg van opslagcapaciteit in zoutcavernes onhaalbaar blijkt om redenen van technische barrières, ruimtebeperkingen, onaantoonbare mijnbouweffecten en/of ontbrekend maatschappelijk draagvlak.

Zorg ervoor dat er voor 2030 een duidelijk beeld is van mogelijke alternatieven voor het geval dat waterstofopslag in gasvelden niet realiseerbaar blijkt. Dit kan forse implicaties hebben voor de keuzevrijheid in mogelijke ontwikkelpaden (o.a. grotere afhankelijkheid van import, noodzaak voor aanleg groot aantal zoutcavernes en/of inzet van alternatieve flexibilitieopties).

Zorg dat er vóór 2030 een duidelijk inzicht is in het aantal benodigde zoutcavernes voor waterstofopslag. Daarvoor dienen resterende technische en beleids-gerelateerde vragen te zijn beantwoord. Dit is nodig om tijdige aanleg mogelijk te maken (tientallen zoutcavernes) en een basis te bieden voor de ruimtelijke ordening en voorbereiding van beleid (o.a. ruimtelijke inpasbaarheid, bodemdaling, mogelijkheden voor aanleg op zee, verwerking en afvoer van gewonnen pekels, snelheid van aanleg zoutcavernes,

vergunningprocedures, toezicht). Dit zal ook samenhangen met de wens om voor 2030 een waterstof backbone aan te leggen.

Weeg bij de beoordeling van komende aanvragen voor CAES- en O-PAC-projecten mee dat de ervaringen uit deze projecten kunnen bijdragen aan een beter inzicht in hoe deze technologieën in praktische zin kunnen bijdragen aan de energievoorziening na 2030. Nader onderzoek is nodig om de noodzaak van CAES en O-PAC voor kortdurende netbalancing te bepalen. Met de huidige inzichten zijn er geen directe redenen om aan te nemen dat aanleg van een CAES-demonstratieproject voor 2030 zal leiden tot ruimtelijke conflicten met de aanleg van waterstofopslag. Echter, de aanleg van CAES neemt mogelijk wel zoutcaverneruimte in die anders gebruikt had kunnen worden voor aanleg van waterstofopslag (i.e. het maximaal 60 praktisch realiseerbare cavernes). Met het oog op de leveringszekerheid van de nationale energievoorziening richting 2050, dient er dus voor te worden gewaakt dat de ontwikkeling van CAES-projecten niet gaat leiden tot een blokkering van cavernes die nodig zijn voor waterstofopslag (beschikbare ondergrondse ruimte en productieruimte).

Onderzoek voorafgaand aan eventuele sluiting van bestaande UGS-locaties (ondergrondse ruimte en bijbehorende infrastructuur) of deze capaciteit moet worden behouden voor toekomstige strategische aardgasreserves dan wel waterstofopslag.

Dit kan o.a. op basis van aanbod-risicobeoordelingen en leveringszekerheid analyses (bijv. N-1-analyses) waarbij de 2030-scenario's als uitgangspunt worden genomen. Weeg hierbij ook ruimtelijke factoren mee zoals bijvoorbeeld de wens om waterstofopslag beter te spreiden buiten de geschikte locaties voor zoutcavernes (Noordoost-Nederland). Het is aannemelijk dat de vraag naar ondergrondse waterstofopslag na 2030 tot inpassingsproblemen voor nieuwe zoutcavernes kan leiden (zie ontwikkelpaden 2030 – 2050). Wat is er technisch en financieel nodig om bestaande UGS-locaties te behouden.

Anticipeer bij de aanleg van nieuwe warmtenetten en het verduurzamen van bestaande warmtenetten i.c.m. geothermie, restwarmte en duurzame bronnen zoals zonthermie en warmtepompen, op een eventuele integratie van ondergrondse warmtebuffering door bij het ontwerp rekening te houden met het lokale potentieel voor (hoge-temperatuur)warmteopslag. Dit vergroot de kans dat deze technologie efficiënt kan bijdragen aan het optimaliseren van duurzame warmtebronnen en helpt om eventuele ruimtelijke (ondergrondse) conflicten tijdig te identificeren.

6 Ondertekening

Utrecht, 23 juni 2021



TNO

J.A.J. Zegwaard



EBN

B.M. Schroot