

A photograph of a sunset over a city. The sky is filled with large, dark clouds that are illuminated from behind by the sun, creating a dramatic orange and yellow glow. The sun is visible as a bright orb just above the horizon. In the foreground, the silhouettes of palm trees are visible against the bright sky. In the middle ground, the silhouettes of buildings, including a church with a dome, are visible against the horizon.

Toepassing kernenergie in Nederland en de perspectieven van SMRs

Notitie voor de Provincie Overijssel

28 november 2022

***Wim Turkenburg Energy and Environmental Consultancy
Wethouder Frankeweg 16 - 1098 KZ Amsterdam***

Toepassing kernenergie in Nederland en de perspectieven van SMRs

Inhoudsopgave

- 1. Inleiding**
- 2. Over de vraag naar energie en naar elektriciteit**
- 3. Over de noodzaak van kernenergie**
- 4. Wanneer zouden we in ons land over nieuwe kerncentrales kunnen beschikken?**
- 5. Wanneer zouden we in ons land over (Mini-) SMRs kunnen beschikken?**
- 6. De kosten van nieuwbouw van een grote kerncentrale**
- 7. De kosten van een (Mini-) SMR**
- 8. Radioactief afval van SMRs**

Toepassing kernenergie in Nederland en de perspectieven van SMRs

door: **Prof. dr. Wim C. Turkenburg**

- *Wim Turkenburg Energy and Environmental Consultancy, Amsterdam*
- *Copernicus Instituut voor Duurzame Ontwikkeling, Universiteit Utrecht*

Amsterdam, 28 november 2022

1. Inleiding

Op 9 november 2022 vond via internet een bijeenkomst plaats die door de Provincie Overijssel was georganiseerd onder de titel 'Kennissessie Kernenergie' met als doel binnen het ambtelijke apparaat de kennis over kernenergie, meer in het bijzonder kleine modulaire reactoren (SMRs), te vergroten. Tijdens deze sessie werden inleidingen gehouden door resp. *Nuclear-21* ter presentatie van het door hen, in combinatie met anderen, geschreven rapport '*Technische (on)mogelijkheden voor kernenergie in de Provincie Limburg*' (juli 2022) en door *Witteveen+Bos*, in combinatie met *eRisk Group*, ter presentatie van hun rapport '*Scenariostudie Kernenergie*' (Min. van EZK, 26 sept. 2022).

Op uitnodiging van de organisatoren nam ook ik deel aan deze bijeenkomst. Daarbij was afgesproken dat door mij een eerste reactie op de twee presentatie zou worden gegeven en dat ik tevens een beeld zou schetsen van mijn visie op de perspectieven van kleine modulaire reactoren en – op hoofdlijnen – van de mogelijke betekenis van deze reactoren voor de Provincie Overijssel.

Met de Provincie was daarnaast afgesproken dat ik mijn reactie en visie op papier zou zetten. Dat doe ik in deze notitie. Ook was een afspraak dat deze notitie nog in november aan het Team Nieuwe Energie Overijssel zou worden toegestuurd.

Vragen vanuit de Provincie Overijssel

Voor de bijeenkomst van 9 november waren vanuit de Provincie zeven vragen geformuleerd met het verzoek daar zo mogelijk (en gelet op de al gemaakte afspraken) op te reageren. Deze vragen waren:

- (1) *Waar staat de huidige ontwikkeling van SMRs op de bekende TRL-schaal?*
 - *De Discovery fase (TRL 1, 2 en 3)*
 - *De Development fase (TRL 4, 5 en 6)*
 - *De Demonstration fase (TRL 7 en 8)*
 - *De Deployment fase (TRL 9)*
- (2) *Wanneer zijn SMRs aantoonbaar veilig en marktrijp en welke technische ontwikkelingen zijn daar nog voor nodig?*
- (3) *Wat is de verwachte MWh prijs van elektriciteit uit een SMR; inclusief alle beveiligingskosten en kosten voor verwerking, transport en opslag van afval?*
- (4) *Wie kan SMRs in Overijssel realiseren en exploiteren?*
- (5) *Waar in Overijssel kunnen SMRs gerealiseerd worden?*
- (6) *Hoeveel afval produceert een SMR en hoe wordt dit afgevoerd?*
- (7) *Hoe kan provincie Overijssel bijdragen aan de realisatie van SMRs?*

In deze notitie wordt ingegaan op de vragen 1, 2, 3 en 5. Uit de hier gepresenteerde analyse kan worden afgeleid dat het geven van een antwoord op vraag 4, 5 en vermoedelijk ook 7 thans minder opportuun is. Wel zou de provincie, gelet op vraag 7, op diverse in deze notitie genoemde vraagstukken nader onderzoek kunnen stimuleren of nadere verkenningen kunnen laten uitvoeren.

2. Over de vraag naar energie en naar elektriciteit

Het rapport dat Witteveen+Bos, tezamen met anderen, heeft geschreven beoogt een antwoord gegeven op de vraag ‘*wat de rol van kernenergie zou kunnen zijn in de mogelijke toekomstige energiemix in Nederland tussen 2030 en 2050 en daarna*’. Daartoe hebben zij een scenariostudie gedaan die vooral over de toekomstige optimale *elektriciteitsproductiemix* gaat.

Opvallend aan het W+B rapport is dat de begrippen ‘*energiesysteem*’ en ‘*elektriciteitssysteem*’ bijna als synoniemen lijken te worden gebruikt terwijl daartussen toch een groot verschil bestaat. Zo was het totale primaire energiegebruik van Nederland in 2020, inclusief bunkers, ongeveer 1000 TWh (circa 3600 PetaJoule per jaar) terwijl in datzelfde jaar het elektriciteitsgebruik in Nederland circa 110 TWh bedroeg. Voor beide systemen gelden ook andere doelstellingen wat betreft het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen, waaronder CO₂. Voor het energiesysteem als geheel geldt dat het systeem in 2050 geheel klimaatneutraal moet zijn. Voor wat betreft het elektriciteitssysteem is het beleid van de EU en van Nederland er echter op gericht nul-emissie van CO₂ al in 2040 bereikt te hebben.¹

Hierbij kan overigens de kanttekening worden gemaakt dat het *Expertteam Energiesysteem 2050*, ingesteld door de Minister Jetten (Klimaat en Energie), zeer onlangs heeft gesteld dat gestuurd moet worden op realisatie van een CO₂-neutraal energiesysteem binnen ongeveer 20 jaar (dus rond 2040) en op een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035.²

De focus in het W+B rapport ligt op de elektriciteitssector. Aangenomen wordt dat de vraag naar elektriciteit in Nederland groeit van 110 TWh in 2020 naar 250 TWh in 2050 met daarnaast in 2050 nog een behoefte aan elektrische energie van ca. 60 TWh voor het produceren van waterstof. In totaal derhalve een elektriciteitsvraag van ca. 310 TWh. In het rapport wordt onder meer onderzocht hoe in de groeiende elektriciteitsvraag kosten-optimaal en met nul-emissie van CO₂ in zowel 2040 als 2050 kan worden voorzien. Daarbij is ook de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening een aandachtspunt.

Er wordt in het W+B rapport niet stilgestaan bij de vraag hoe op schone, betrouwbare en kosteneffectieve wijze in de stijgende elektriciteitsvraag te voorzien wanneer deze vraag in Nederland in 2050 niet 310 TWh zou zijn maar bijvoorbeeld ruim 600 TWh, zoals aangenomen in het energiescenario ADAPT dat TNO heeft gepubliceerd.³

Het W+B rapport analyseert ook niet hoe in 2050 niet alleen in de vraag naar elektriciteit te voorzien maar ook in de overige energiebehoeften, zoals in de vraag naar hoge- en lage-temperatuur warmte, de vraag naar energiedragers die als grondstof in de industrie worden gebruikt, en de vraag naar schone brandstoffen voor zwaar vrachtverkeer en internationaal vlieg- en scheepsverkeer. Daarvoor wordt min of meer naar een rapport van Berenschot en Kalavasta verwezen dat in 2020 is gepubliceerd en diverse energiescenario's presenteert.⁴

¹ Minister Jetten (Klimaat en Energie): ‘*Vanuit het reductietempo uit de huidige Europese plannen (uit ‘Fit for 55’) voor aanscherping van het Europese emissiehandelssysteem (ETS) zullen de emissies in de huidige ETS-sectoren (elektriciteitssector en energie-intensieve industrie) in de gehele EU al in 2040 per saldo op nul uitkomen*’; zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/06/10/contouren-nationaal-plan-energiesysteem>

² Expertteam Energiesysteem 2050, ‘*2050 is begonnen – versnellen, sturen en meenemen voor een geslaagde energietransitie*’, tussenrapportage met eerste conclusies en aanbevelingen na een half jaar onderzoek, nov. 2022.

³ Martin Scheepers, ‘*Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland*’, TNO, april 2022; zie: <https://www.tno.nl/nl/newsroom/2022/04/ambitieuze-scenario-klimaatneutraal/>

⁴ Berenschot & Kalavasta, ‘*Klimaatneutrale energiescenario's 2050 – scenariostudie t.b.v. de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*’; zie: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/03/31/klimaatneutrale-energiescenarios-2050>

In het rapport van Berenschot en Kalavasta worden voor Nederland vier mogelijke toekomstbeelden geschetst voor een klimaatneutrale energievoorziening in 2050. De studie was onderdeel van het project *'Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (I13050)'*, dat de netbeheerders gezamenlijk en met input van het Ministerie van EZK, de industrie, de duurzame sector, energiebedrijven en vele anderen hebben uitgevoerd in het kader van het nationale *Klimaatakkoord* van 28 juni 2019. In de studie wordt de primaire vraag naar energiedragers in Nederland voor het jaar 2050 (inclusief bunkers) op 640 tot 1110 TWh per jaar geschat, afhankelijk van het gekozen toekomstbeeld.

Ook TNO heeft in beeld gebracht hoe de energievraag in Nederland zich zou kunnen ontwikkelen. Daartoe zijn twee scenario's onderzocht. In het ADAPT-scenario van TNO is het primaire gebruik van energiedragers in 2050 ca. 1040 TWh en in het TRANSFORM-scenario van TNO ca. 1000 TWh. Daarbij is aangenomen dat de economie (het BBP) van Nederland jaarlijks met 1,5% groeit (het W+B rapport noemt hetzelfde percentage, in ieder geval voor de jaren tot 2035). In de TNO studie speelt onder meer de inzet van biomassa een grote rol. De studie maakt ook duidelijk dat bij een energiesysteem met veel zonne- en windenergie veel primaire energie verloren kan gaan door alle noodzakelijke energieconversies (bijv. van elektriciteit naar waterstof en vervolgens weer van waterstof naar elektriciteit en bij opslag van elektriciteit in accu's).

Een recente analyse ben ik er zelf vanuit gegaan dat de primaire energievraag van Nederland tussen nu en 2050 langzaam zal dalen naar 800-900 TWh per jaar (inclusief bunkers) maar dat de elektriciteitsvraag zal stijgen naar ca. 300 TWh per jaar.⁵

Door W+B is voor het jaar 2050 *de vraag naar elektriciteit* op 310 TWh geschat (waarvan ca. 60 TWh voor waterstofproductie). De bovengenoemde studies laten zien dat in 2050 *de primaire vraag naar energiedragers* aanzienlijk groter is en in totaal bijvoorbeeld 800 of 900 TWh per jaar kan bedragen. Een vraag is dan: hoe niet alleen in de elektriciteitsvraag maar ook in de méér-vraag naar energie (de additionele vraag) op schone, betrouwbare en kosteneffectieve wijze te voorzien.

3. Over de noodzaak van kernenergie

Ook wanneer we de beschikbare energie van zon en wind in ons land maximaal zouden benutten – wat in het scenario van Witteveen+Bos nog niet gebeurt - blijkt het niet mogelijk de totale primaire vraag naar energiedragers hiermee te dekken. Een eenvoudige rekensom laat dit zien: Stel dat het ons lukt om vóór 2050 op zee 70-75 GW windvermogen te realiseren en op land 8-10 GW. Stel daarnaast dat het ons lukt om op daken, muren, façades, land en water 125-150 GW zon-PV vermogen neer te zetten. Met dit vermogen kan jaarlijks grofweg 450 TWh worden opgewekt. Een groot deel van deze energie gaat vervolgens verloren door diverse vormen van energieconversie, -transport en -opslag en ook door *curtailment*.⁶ Met dit vermogen kan daarom – in theorie - wellicht wel in de *elektriciteitsvraag* van Nederland in 2050 worden voorzien, mits deze niet te hoog wordt, maar niet in de *gehele energievraag*, inclusief bunkers, zoals meer specifiek ook door Berenschot & Kalavasta (2020) en TNO (2022) in beeld gebracht.

Hoe in 2050 in de *gehele energievraag* klimaatneutraal te voorzien behoeft aandacht. Het zal niet makkelijk zijn dit te realiseren, mede omdat het vigerende overheidsbeleid er ook nog op is gericht – zie het *'regerakkoord 2021-2025'* - om onze afhankelijkheid van fossiele brandstof geheel af te bouwen - dus ook het eventuele gebruik van aardgas in combinatie met CCS bij het opwekken van

⁵ Wim Turkenburg, *'Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 ook zo'n 45.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie? Kanttekeningen bij de energieplannen zoals gepresenteerd in Coalitieakkoord 2021-2025'*, Amsterdam, 31 maart 2022.

⁶ Een toelichting hierop wordt gegeven in de notitie genoemd in voetnoot 5.

elektriciteit - en daarnaast ook het gebruik van houtige biomassa (met en zonder CCS) bij het produceren van warmte en elektriciteit.

Een vraag is dan in hoeverre andere hernieuwbare energiebronnen waarover Nederland beschikt in 2050 een bijdrage kunnen leveren. Denk hierbij aan het benutten van geothermie (aardwarmte), omgevingswarmte (bijv. via warmtepompen), restwarmte (dat bij energieconversies vrijkomt), aquathermie, zonnepark, en het energetisch benutten van organisch afval. Onderzoek leert dat een bijdrage van deze opties is zeker mogelijk is - en ook belangrijk - maar hoogst waarschijnlijk lang niet voldoende om de totale additionele vraag naar energiedragers te dekken.⁷

De twee energetische opties die dan nog overblijven zijn: (1) het grootschalig importeren van waterstof dat elders CO₂-vrij is geproduceerd – maar of dit op de vereiste schaal in 2040-2050 al mogelijk is lijkt niet waarschijnlijk – en (2) het produceren van energiedragers (elektriciteit, warmte en waterstof) met behulp van kernenergie.

De conclusie moet zijn dat het benutten van kernenergie zeker aandacht behoeft, haast nog meer in ons land dan in andere landen. Andere landen beschikken doorgaans, anders dan Nederland, over meer oppervlak, een lagere bevolkingsdichtheid, een industrie die minder energie-intensief is, en (in veel gevallen) over hoogteverschillen (bergen) die toepassing van waterkracht mogelijk maken.

Uit het voorafgaande kan nog een tweede conclusie worden getrokken: het eventueel inzetten van kernenergie voor het dekken van de vraag naar energiedragers kan nauwelijks als een alternatief voor het bouwen van windturbines of zonneparken worden gezien. Deze opties zullen optimaal en verregaand benut moeten worden. Kernenergie moet vooral worden gezien als een alternatief voor het inzetten van (geïmporteerd) aardgas met CCS, voor het inzetten van (geïmporteerde) houtige biomassa met-en-zonder CCS, en voor het op grote schaal (nog) niet kunnen importeren van CO₂-vrij geproduceerd waterstof.

Wel kan men de vraag stellen of het benutten van aardgas – bijvoorbeeld voor het maken van 'blauwe waterstof' en voor het CO₂-vrij of CO₂-arm produceren van elektriciteit – niet toch aandacht behoeft. Dezelfde vraag kan gesteld worden over het benutten van duurzaam gewonnen biomassa voor ook energieopwekking, liefst in combinatie met het afvangen en ondergronds opslaan van de CO₂ die hierbij vrijkomt. Dit laatste biedt immers de mogelijkheid om tot *negatieve emissie van CO₂* te komen: het (netto) halen van CO₂ uit de lucht. We zullen dit nodig hebben om de opwarming van de aarde door menselijk handelen eind deze eeuw tot maximaal 1,5 graad Celsius te beperken. Benutting van BECCS of BioCCS (Bio-energie met CCS) is hiervoor een mogelijkheid.⁸

Stel: het lukt om in Nederland twee kerncentrales te bouwen, ieder met een elektrisch vermogen van 1600 MW - ruwweg het vermogen van de *European Pressurized Water Reactor (EPR)*, ook wel *Evolutionary Power Reactor* genoemd. De EPR is een type centrale welke door het Franse bedrijf EDF/Areva, samen met diverse bouw- en constructiebedrijven, in ons land gebouwd zou kunnen worden. Als met deze centrales een bedrijfstijd van gemiddeld 7800 vollast-uren per jaar zou worden gerealiseerd, dan zouden deze twee eenheden tezamen jaarlijks 25 TWh elektriciteit produceren. Stel dat de behoefte aan kernstroom in ons land 100 TWh per jaar zou zijn - ongeveer 1/3 van de door W+B veronderstelde elektriciteitsvraag van 310 TWh - dan zou het dekken van deze vraag de bouw van acht EPRs vergen.

⁷ En toelichting hierop wordt gegeven in de notitie genoemd in voetnoot 5.

⁸ Zie bijv.: IPCC, '*Global warming of 1.5°C*', WMO & UNEP, 6 October 2018.

4. Wanneer zouden we in ons land over nieuwe kerncentrales kunnen beschikken? ⁹

Het huidige kabinet wil “de benodigde stappen zetten voor de bouw van 2 nieuwe kerncentrales”. Daarvoor wordt tot 2030 in totaal 5 miljard euro vrijgemaakt. Eerder is al door Den Haag aangegeven dat het bij nieuwbouw om een zogenaamde *generatie III+ kerncentrale* zal moeten gaan. En vrijwel zeker gaat het bij de huidige planvorming om het bouwen van twee grote kerncentrales, in de vermogensklasse van zo’n 1100 tot 1600 MW (elektrisch). Het kan dan gaan om een EPR van EDF/Areva (Frankrijk), een AP1000 van Westinghouse (USA), of een APR-1400 van KEPCO (Zuid-Korea), maar mogelijk ook om een ABWR van GE Hitachi (Japan) of een ander type reactor.

Een vraag is dan: wanneer leveren twee grote, nieuw te bouwen kerncentrales in ons land stroom aan het elektriciteitsnet?

Het rapport van Witteveen+Bos zegt hierover het volgende: “Deze studie rekent met de aanname dat een bewezen concept, zoals de drie concepten die hier zijn genoemd (EPR, AP1000, APR1400), binnen een periode van 11 jaar (1e fase 3 jaar, 2e fase 2 jaar en 3e fase 6 jaar) moet kunnen worden gerealiseerd (10 jaar lijkt in dat kader niet onmogelijk maar wel ambitieus). Hoe het in de Nederlandse context zou uitpakken moet verder worden onderzocht (maatschappelijke discussie, vergunningstraject en vaststellen ontwerpisen bijvoorbeeld).” Het rapport geeft op deze vraag dus geen onderbouwd antwoord. Het getal van 11 jaar, mogelijk zelfs 10 jaar, berust op een aanname.

In een recente studie van KPMG, getiteld ‘Marktconsultatie Kernenergie’ (Amsterdam, 2021) wordt voor het voorbereiden van de bouw en voor de bouw zelf een periode van 11 tot 15 jaar genoemd.¹⁰ Dit zou thans neerkomen op ergens tussen 2033 en 2037.

Binnen het *Uitvoeringsoverleg Elektriciteit en Netbeheer Nederland* heeft de *Werkgroep CO2-vrij Elektriciteitssysteem 2035* zich ook in deze vraag verdiept.¹¹ Zij komen in hun rapportage van 6 mei 2022 tot de volgende stellingname: “De ontwikkelings- en bouw tijden van de huidige generatie kerncentrales zijn lang. Er zijn drie fases te onderscheiden, ten eerste zullen de randvoorwaarden geschapen moeten worden teneinde er voor te zorgen dat private partijen bereid zijn de ontwikkeling van een bouwproject te starten, deze fase zal 3-4 jaar duren. Deze fase zal in dit geval aan de vergunnings- en bouwvoorbereidingsfase voorafgaan daar de vergunnings- en bouwvoorbereidingsfase reeds zeer kapitaalintensief is. Daarna volgt het vergunningstraject en de bouwvoorbereidingsfase (3-5 jaar) en vervolgens de bouw fase (10-12 jaar). De eerste centrale zal dus ruim na 2035 in bedrijf genomen kunnen worden.”

In september jl. heeft de Raad voor de Leefomgeving en Infrastructuur (RLI) een advies uitgebracht getiteld ‘*Splijtstof – besluiten over kernenergie vanuit waarden*’.¹² In dit advies luidt het antwoord van de RLI op de hierboven gestelde vraag: “Inclusief besluitvorming en vergunningprocedures die aan de bouw voorafgaan, verwachten wij dat een nieuwe kerncentrale in Nederland van het type EPR op zijn vroegst tussen 2035-2040 energie aan het elektriciteitsnet zal kunnen leveren.”

In Nederland hebben we sinds 1973 geen kerncentrale meer gebouwd. Met het voorbereiden van de bouw van kerncentrales, evenals met de bouw zelf, bestaat in ons land dus weinig of geen ervaring

⁹ Grotendeels een bewerking van de betreffende tekst in: Wim Turkenburg, ‘Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 ook zo’n 45.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie? Kanttekeningen bij de energieplannen zoals gepresenteerd in Coalitieakkoord 2021-2025’, Amsterdam, 31 maart 2022.

¹⁰ KPMG, ‘Marktconsultatie Kernenergie’, Amsterdam, 1 juli 2021.

¹¹ <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/06/13/aanbieden-rapporten-van-het-uitvoeringsoverleg-elektriciteit-en-van-netbeheer-nederland>

¹² <https://www.rli.nl/publicaties/2022/advies/splijtstof>

meer. Sinds de jaren '70 en '80 is veel nucleaire kennis en ervaring in ons land verdwenen bij zowel overheid als bedrijfsleven. Dat moet weer worden opgebouwd. Een probleem daarbij is het vinden van personeel met de voor nieuwbouw vereiste nucleaire deskundigheid en ervaring. Dit probleem speelt bij vrijwel alle instellingen en instanties die bij het voorbereiden en bouwen van nieuwe kerncentrales een rol moeten spelen, maar daarnaast ook in het nucleair onderzoek en onderwijs, op vrijwel alle niveaus, en bij het toepassen van nucleaire technieken. Al jaren hebben diverse commissies en instellingen hierover aan de bel getrokken, waaronder ook de *Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS)*, maar tot op heden met beperkt resultaat.¹³

Om in leemten in kennis te voorzien halen instellingen in ons land met enige regelmaat specifieke nucleaire kennis, expertise en *know how* uit vooral Duitsland. Nu Duitsland heeft besloten al haar kerncentrales te sluiten en dit in 2023 ook volledig wil hebben uitgevoerd, wordt dit moeilijker. Een vraag is ook wat het sluiten van een aantal van de 7 Belgische kernreactoren die voor elektriciteitsproductie worden gebruikt gaat betekenen voor het kunnen inhuren van specifieke kennis en ondersteuning vanuit België wanneer daaraan bij het voorbereiden en uitvoeren van de bouw van kerncentrales in ons land behoefte bestaat.

Wat betreft de nucleaire capaciteit en deskundigheid die Frankrijk heeft mag worden verwacht dat deze vooral in Frankrijk zelf bij nieuwbouw van centrales zal (moeten) worden ingezet¹⁴ en daarnaast in landen waarmee over nieuwbouw van een of meer EPRs wordt gesproken, waaronder over het bouwen van twee EPRs voor de centrale *Sizewell C* in de UK, zes EPRs voor het *Jaitapur project* in India, en een 1200 MW(el) versie van de EPR voor de kerncentrale *Dukovany* in Tsjechië, terwijl EDF ook streeft naar het mogen bouwen van EPRs in Polen.¹⁵ Daarbij speelt thans ook in Frankrijk het probleem van een tekort aan nucleaire *know how* en menskracht.¹⁶ Ook dit behoeft aandacht.

Voor het bouwen van twee kerncentrales in Nederland moet allereerst een energiebedrijf worden gevonden dat daadwerkelijk in de bouw van de centrales wil en ook kan investeren. Uit het onderzoek van KPMG blijkt dat een bereidheid hiertoe alleen aanwezig is wanneer aan een reeks van voorwaarden – in totaal, zo is geteld, meer dan veertig – wordt voldaan.¹⁷ Van een concreet bouwplan en een sluitende business case is derhalve voorlopig nog geen sprake. Derhalve zijn er ook nog geen serieuze gesprekken met mogelijke leveranciers van een kerncentrale. Daarbij kosten procedures om tot de noodzakelijk vergunningen voor nieuwbouw te komen – procedures die eerst voorbereid en vervolgens opgestart moeten worden, wat diverse studies en rapportages vergt – veel tijd. Onzeker is welke financiële instellingen (banken, pensioenfondsen) het investeren in nieuwbouw willen faciliteren en hoe hoog zij dan het financieel risico inschatten dat afgedekt moet worden.¹⁸ Ook het vinden van grote bouwbedrijven, mochten zij over de vereiste expertise beschikken, zal een probleem zijn omdat deze bedrijven heden ten dage zeer huiverig zijn om in grote, kostbare

¹³ Zie bijv.: Technopolis, *'Nucleaire kennisinfrastructuur in Nederland'*, 18 juli 2016. Zie ook: Raad van Advies van de ANVS, *'Veiligheid in een krimpende sector'*, 25 maart 2019 & Verkenningscommissie PNUTS ('Commissie van der Zande'), *'Naar een Agenda en Platform Nucleaire Technologie en Straling'*, ANVS, 11 nov. 2020.

¹⁴ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Macron-says-France-will-construct-new-reactors>

¹⁵ <https://www.neimagazine.com/news/newsedf-reaffirms-commitment-to-supporting-polish-nuclear-power-programme-10338852/>

¹⁶ <https://www.nytimes.com/2022/06/18/business/france-nuclear-power-russia.html>

¹⁷ <https://fd.nl/economie-politiek/1357654/energiebedrijven-lopen-niet-warm-voor-nieuwe-nederlandse-kerncentrale>; <https://www.laka.org/nieuws/2021/marktconsultatie-bevestigd-kernenergie-alleen-met-veel-subsidie-mogelijk-15458>

¹⁸ <https://amp-nos-nl.cdn.ampproject.org/c/s/amp.nos.nl/artikel/2416796-aardgas-en-kernenergie-geen-duurzame-belegging-zeggen-banken-en-verzekeraars.html>

projecten te stappen.¹⁹ Aan een eventuele betrokkenheid zullen deze bouwbedrijven tenminste de voorwaarde willen verbinden dat ze financieel nauwelijks of geen risico lopen. Anderzijds moet worden opgemerkt dat een sterke betrokkenheid van de overheid – waaronder op financieel vlak – een aantal onzekerheden kan wegnemen en de bouw van nieuwe kerncentrales kan bespoedigen.

Ondertussen laten de ervaringen met het voorbereiden en bouwen van een EPR in Finland en Frankrijk, maar ook van twee EPRs in Engeland, geen rooskleurig beeld zien. Beseft moet worden dat deze landen ten tijde van de planvorming over veel meer nucleaire expertise en ervaring beschikten dan Nederland op dit moment heeft. Toch zit er tussen het besluit om te gaan werken aan de bouw van een EPR en het moment waarop de reactor (naar verwachting) stroom aan het net levert in het geval van zowel Finland als Frankrijk tenminste 20 jaar. Bij de kerncentrale *Hinkley Point C*, die nu in de UK in aanbouw is, moet in deze thans met een periode van 18 tot 20 jaar worden gerekend. Het W+B rapport meldt hier slechts over dat *“de drie projecten die momenteel in Europa worden gerealiseerd met tegenslagen te maken hebben gehad, waardoor de bouwtijd fors is uitgelopen.”* Het zou interessant zijn te onderzoeken of, en in hoeverre, dergelijke tegenslagen in Nederland voorkomen kunnen worden. Dan is ook van belang te weten dat de voorbereiding van de bouw van nog 2 EPRs in de UK, te *Sizewell*, inmiddels ook al weer 8 jaar duurt. Een definitief besluit tot bouwen moet nog worden genomen; naar verwachting gebeurt dit binnenkort.²⁰

Een ander voorbeeld waarvan we kunnen leren is het voornemen in de UK om een nieuwe kerncentrale in Wales te bouwen. Al een aantal jaren wordt hiernaar gestreefd. Met diverse mogelijk geïnteresseerde partijen is hierover gesproken, tot op heden zonder resultaat. Tamelijk recent zijn onderhandelingen met Westinghouse begonnen waarbij de inzet is dat de nieuwe centrale, een AP1000, medio jaren 30 stroom aan het net kan leveren.²¹ Mocht dit lukken dan geldt ook hier dat er in totaal bijna 20 jaar zit tussen voornemen en volledige realisatie. Ook suggereert de huidige planning in Wales - dat vóórloopt op Nederland en momenteel vermoedelijk over meer kennis en ervaring beschikt dan Nederland - dat realisatie van een kerncentrale zoals een AP1000 in Nederland pas na 2035 verwacht mag worden.

Weer een ander voorbeeld biedt Polen, dat al in 2005 besloot kerncentrales te gaan bouwen ter vervanging van kolencentrales. De verwachting was toen dat eerste centrale spoedig na 2020 stroom aan het net zou leveren. Deze datum is gaandeweg opgeschoven naar thans 2033. Momenteel wordt aan het voorbereiden van de bouw van 6 drukwaterreactoren gewerkt. In 2021 is hiervoor in Polen het bedrijf *Polish Nuclear Power Plants* opgericht dat voor tenminste 51% in handen van de staat is en de investeringen in de nieuwbouw moet leiden. Polen spreekt hierover met Westinghouse (AP1000), EDF (EPR) en Korea Hydro and Nuclear Power (APR-1400).²² Thans lijkt het erop dat de Polen tenminste met Westinghouse in zee zullen gaan.²³

Het realiseren van twee AP1000 reactoren van Westinghouse in de staat Georgia van de VS, de eenheden Vogtle 3 en 4, verloopt intussen eveneens minder voorspoedig dan bij aanvang werd verwacht. In 2008, na een aantal jaren voorbereidend werk te hebben verricht, sloot het

¹⁹ Zie ook: <https://www.nrc.nl/nieuws/2022/02/21/miljardenklus-de-grote-bouwers-bedanken-ervoor-a4092493#/ochtend/2022/02/22/#306>

²⁰ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/UK-government-approves-Sizewell-C-nuclear-power-pl>

²¹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-09-24/u-k-exploring-plans-to-build-new-nuclear-power-project-in-wales>

²² <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland.aspx>

²³ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Westinghouse-forms-strategic-partnerships-with-Pol>. Zie ook: <https://www.post-gazette.com/business/powersource/2022/11/14/new-nuclear-faces-old-skepticism-can-it-deliver-on-time-and-on-budget/stories/202211130052>

energiebedrijf Georgia Power hierover een contract af met Westinghouse. De bouw van de eenheden begon in 2012. Volgens planning zouden de twee eenheden in 2018 worden opgeleverd. Dit is om diverse redenen niet gelukt. Thans is de verwachting dat de bouw van de reactoren zeer binnenkort zal zijn voltooid en dat zij vanaf 2023 commercieel stroom aan het net kunnen leveren.²⁴ Het zullen de eerste nieuwe kerncentrales in de VS zijn sinds zo'n dertig jaar. We kunnen constateren dat ook hier de voorbereidings- en bouwtijd alles bijeen zo'n 18 jaar heeft geduurd.

Wat betreft het bouwen van een kerncentrale in Nederland, valt ook lering te trekken uit het streven om in Petten een nieuwe, kleine kernreactor te bouwen voor het maken van medische en industriële isotopen en voor het doen van nucleair onderzoek. Het gaat hier om een mini-reactor met een vermogen van ca. 25 MW (thermisch). Deze moet de bestaande reactor in Petten, HFR genaamd, vervangen. In 2003 begon NRG aan nieuwbouw van een reactor in Petten te werken. Destijds was het streven om de reactor in 2015, dus 12 jaar later, in gebruik te nemen. Dat is niet gelukt. Het niet rondkomen van de benodigde financiering voor het project speelde hierbij een grote rol. Daarop namen de Minister van Economische Zaken en de Provincie Noord-Holland in 2012 het besluit om het voorbereiden van de bouw van de reactor financieel mogelijk te maken middels een lening. Dit leidde in 2014 tot oprichting van de *Stichting Voorbereiding Pallas-reactor* met een staf van 40 tot 50 medewerkers. Momenteel is de hoop dat de bouw van deze reactor in 2023 kan beginnen en uiterlijk in 2030 zal zijn afgerond. In of vlak na 2030 zou de Pallas-reactor dan in staat moeten zijn om in Petten de productie van radio-isotopen over te nemen van de bestaande, verouderde reactor.²⁵ Tussen 2012 en 2030 zit 18 jaar. Tussen 2003 en 2030 zit 27 jaar.

Alles overziende moeten we er ernstig rekening mee houden dat twee nieuw te bouwen grote kerncentrales in ons land niet voor 2040 inzetbaar zullen zijn voor elektriciteitsproductie of het CO₂-vrij produceren van waterstof.

Wel is denkbaar dat nieuwe inzichten en ook ervaringen opgedaan bij de nieuwbouw van kerncentrales in bijvoorbeeld de UK (de projecten *Hinkley Point C* en *Sizewell C*) en de Verenigde Arabische Emiraten (het project *Burakah Nuclear Energy Plant*), naast ook nieuwe mogelijkheden voor internationale samenwerking, een aanpak mogelijk maken die tot een wat snellere realisatie van de twee kerncentrales kan leiden. Om daar beter zicht op te krijgen zou heel nadrukkelijk in beeld moeten gebracht worden welke factoren in vooral de Westerse wereld bepalend waren voor de duur van nucleaire nieuwbouw, en ook hoe op die factoren invloed kan worden uitgeoefend.

5. Wanneer zouden we in ons land over (Mini-) SMRs kunnen beschikken?

De vraag is gesteld of nieuwbouw van een veel kleinere kerncentrale, met name een zogenaamde *Small Modular Reactor (SMR)* - in de vermogensklasse 50-300 MW (elektrisch) - of een *mini-SMR* - in de vermogensklasse 20-50 MW (elektrisch) - niet sneller gerealiseerd kan worden dan de bouw van een grote kerncentrale zoals een EPR of een AP1000.

Lezend in het rapport dat Nuclear-21, tezamen met anderen, voor de Provincie Limburg heeft geschreven, kan men die indruk inderdaad krijgen. In dit rapport worden voor een mini-SMR op basis van de Lichtwaterreactor (LWR) technologie een ultieme realisatietijd (voorbereiding plus bouw) genoemd van 6 tot 8 jaar, terwijl dat voor een SMR een paar jaar langer zou duren. Het rapport verwoordt dit als volgt: *"Zowel Mini-SMRs als wel SMRs op basis van LWR-technologie zijn een oplossing voor de energiebehoeften vanaf 2030"*. Voor Mini-SMRs merkt het rapport meer specifiek op dat *"in ideale omstandigheden [een Mini-SMR] vanaf eind jaren 2020, doch zeker vanaf 2030, een regionaal regelbaar vermogen (kan) aanbieden in de Provincie Limburg"*.

²⁴ World Nuclear Association (WNA), 'Nuclear Power in the USA', May 2022.

²⁵ <https://www.pallasreactor.com/en/news/online-market-consultations-realization-pallas-reactor/>

Met verbazing heb ik van deze uitspraak en stellingname kennis genomen. Mij lijkt deze visie van realiteitszin gespeend. Hieronder licht ik dit toe:

- SMRs bevinden zich nog in het onderzoeks- en ontwikkelingsstadium. Daarom zijn ze thans op de markt niet commercieel te koop. Een uitzondering hierop zou de 35 MWe KLT-40S reactor kunnen zijn die door Rusland wordt gebouwd en - als referentieproject - in tweevoud is toegepast in een *Floating Nuclear Power Plant (FNPP)*. De eerste FNPP staat op het zeevaartuig *Akademik Lomonosov* en wordt ingeschakeld om in afgelegen gebieden energie te leveren aan de omgeving.²⁶
Inmiddels is duidelijk dat vanwege de oorlog die Rusland in Ukraine voert er geen sprake kan zijn van toepassing van deze reactor in ons land. Maar ook vóór de oorlog in Ukraine zou dit heel moeilijk zijn geweest, zo niet onmogelijk.
- Naar huidige verwachtingen zullen in de westerse wereld de eerste SMRs rond 2030 in vooral de VS en de UK in bedrijf komen. Pas daarna zullen ze mondiaal op de markt worden gebracht. In ons land zullen commercieel opererende partijen, waaronder energiebedrijven en grote energie-intensieve industrieën, de resultaten van het functioneren van deze SMRs willen afwachten alvorens aan het bouwen van een bepaald type SMR te beginnen. Een positief besluit over het bouwen van een bepaalde SMR voor het opwekken van energie valt in ons land daarom pas na 2030 te verwachten.
- Als er desalniettemin bij een kapitaalkrachtige partij de wens zou bestaan om op betrekkelijk korte termijn een SMR of Mini-SMR in Nederland te bouwen, zou het moeten gaan om een *First-of-a-Kind* reactor. Voor zo'n reactor is een voorbereidings- en bouwtijd van 6 tot 8 jaar volstrekt niet realiseerbaar, deels ook vanwege ontwikkelingsfase waarin SMRs verkeren en de ervaringen die tot op heden zijn opgedaan. Daarbij kunnen we ook de ervaringen voegen van het voorbereiden van de bouw van de Pallas-reactor in ons land. In ons land moet daarom bij een FOAK SMR-project waarschijnlijk met een voorbereidings- en bouwtijd van tenminste zo'n 15-20 jaar worden gerekend.
- Het realiseren van een First-of-a-Kind project impliceert dat er bij realiseren van de betreffende reactor geen sprake is van 'bewezen technologie'. Dit kan een probleem zijn. In 2006 was de eis van 'bewezen technologie' de eerste randvoorwaarde die het kabinet aan nieuwbouw van een kerncentrale in ons land stelde: *"De kerncentrale moet van een beproefd type zijn en moet niet als «prototype» zijn te beschouwen"*.²⁷ In 2011 werd deze eis herhaald: *"Het ontwerp van de kerncentrale moet gebaseerd zijn op de laatste stand van de techniek. Thans betreft dat de derdegeneratiereactoren. Het betreft dus geen reactoren die zich nog in ontwikkelings- of experimentfase bevinden"*.²⁸
In de huidige wet- en regelgeving is deze eis overigens niet terug te vinden. De ANVS zal het daarom niet als grondslag kunnen gebruiken om een vergunningaanvraag af te wijzen. Daarom zou het huidige kabinet moeten aangeven of deze randvoorwaarde nog steeds geldt.

Denkbaar is wel dat op den duur voor Mini-SMR's een voorbereidings- en bouwtijd van ca. 8 jaar realiseerbaar is. Het moet dan echter gaan om een kleine reactor die werkelijk ook modulair wordt gefabriceerd en waarvan er (derhalve) al tien tot twintig, deels ook in eigen land, succesvol zijn of worden gebouwd.

²⁶ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power.aspx>

²⁷ Staatsecretaris van VROM (Pieter van Geel), *'Kerncentrale Borssele'*, brief aan de Tweede Kamer over *"de randvoorwaarden waaraan mogelijk nieuwe kerncentrales vanuit de optiek van ruimte, milieu en veiligheid zouden moeten voldoen"*, Den Haag, 28 september 2006.

²⁸ Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (M.J.M. Verhagen), *'Kernenergie'*, brief aan de Tweede Kamer over *"de belangrijkste randvoorwaarden verbonden aan de totstandkoming van nieuwe kerncentrales, dat wil zeggen vermogensreactoren ten behoeve van elektriciteitsopwekking"*, Den Haag, 11 februari 2011.

In het Nuclear-21 rapport wordt min of meer de suggestie gedaan om in Nederland (i.c. de Provincie Limburg) een *First-of-a-Kind* mini-SMR gebaseerd op de lichtwaterreactor (LWR) technologie te realiseren: *“De studie wijst aan dat er voor de Provincie Limburg essentieel twee types van SMRs, beiden op basis van LWR-technologie, tot de mogelijkheden behoren. (...) Mini-SMRs zijn een aangewezen en haalbare optie naar 2030 toe. (...) SMRs zijn eerder haalbaar vanaf 2035”*.

Ook wordt gesuggereerd dat meerdere typen mini-SMRs commercieel beschikbaar zijn.

Hierbij zijn verschillende kanttekeningen te plaatsen:

- Allereerst zou ik niet weten bij welk bedrijf je zo'n mini-LWR thans kunt bestellen, als we Rusland (zie hierboven) buiten beschouwing laten. Het zou nuttig zijn wanneer Nuclear-21 hier meer inzage in zou geven. Welke mini-SMRs hebben zij concreet op het oog?
- Buiten Rusland wordt er thans, bij mijn weten ²⁹, slechts één mini-LWR gebouwd, in Argentinië, als prototype: de zogenoemde *CAREM reactor*. Het Nuclear-21 rapport noemt deze. De CAREM-reactor is van het type PWR (drukwaterreactor), net als de reactor in Borssele, en wordt geleverd door INVAP, het bedrijf dat in Petten de Pallas-reactor moet gaan bouwen. De CAREM-reactor krijgt een vermogen van 25 MW(el). Het is echter niet de bedoeling deze mini-centrale op de markt te brengen. De reactor is bedoeld als prototype voor een nog te realiseren 100 MW(el) kerncentrale. Deze 100 MW(el) centrale zouden de Argentijnen wel commercieel op de markt willen brengen.
- De bouw van de CAREM-reactor verloopt tot op heden bepaald niet voorspoedig. In 2013 was de planning dat de CAREM-reactor zijn eerste lading splijtstofstaven in 2017 zou ontvangen. Dat is niet gelukt. Wel is in 2014 het eerste beton gestort. Daarna is de bouw verschillende keren stilgelegd, de laatste keer - voor zover bekend - in november 2019. Een jaar geleden, in november 2021, is voor het continueren van de bouw een nieuw contract afgesloten. Alles bijeen duurt de bouw van deze CAREM-reactor (exclusief voorbereidingstijd) intussen dus tenminste 10 jaar. Daarbij zijn de kosten van de reactor hoog. In 2019 werden de totale kosten geschat op US\$ 446-700 mln. Dit zou neerkomen op US\$ 18.000-28.000 per kW(el).
- Het Nuclear-21 rapport suggereert dat het bedrijf *Last Energy* een LWR mini-SMR op de markt brengt. Bij mijn weten is hiervan geen sprake. Last Energy is niet een fabrikant van een (mini-) SMR maar een projectontwikkelaar.³⁰
- Tot slot komt de stellingname van Nuclear-21 c.s. niet overeen met de visie die de International Energy Agency (IEA) zeer recent, in juni 2022, heeft gepubliceerd: *“Based on recent experience, SMRs may be ready to start to play a role in decarbonising electricity supply from the mid-2030s. Within the next ten years, only a few SMR concepts are likely to approach commercial maturity”*.³¹

Bovenstaande leidt tot de conclusie dat 'bewezen' (Mini-) SMRs in ons land waarschijnlijk pas na 2045 een bijdrage aan het dekken van de energievraag kunnen gaan leveren, ervan uitgaande dat een principebesluit tot het bouwen van een SMR pas begin jaren '30 zal worden genomen omdat de technologie eerst in het buitenland met succes moet zijn bewezen.

Overigens zal die bijdrage dan bescheiden zijn: een mini-kerncentrale van 30 MW(el) kan jaarlijks maximaal 0,24 TWh elektriciteit leveren. Een SMR van 125 MW(el) levert maximaal 1 TWh per jaar.

²⁹ Zie onder meer: World Nuclear Association (WNA), *'Small Nuclear Power Plants'*, May 2022; <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx>

³⁰ Last Energy (website, 18 Nov. 2022): *“Last Energy (founded in 2020) is a project developer for small pressurized water reactor nuclear power plants (in the range of 100 MWe). (...) Last Energy commercializes their learnings and break down the barriers across capital access, project management, and licensing needs in order to bring to market a small, standardized, nuclear power plant to market in a fast and affordable manner”*; zie: <https://www.lastenergy.com/>

³¹ IEA, *'Nuclear Power and Secure Energy Transitions – From today's challenges to tomorrow's clean energy systems'*, June 2022.

6. De kosten van nieuwbouw van een grote kerncentrale ³²

In januari 2019 meldde de Minister van Economische Zaken (E. Wiebes) aan de Tweede Kamer dat *“de constructiekosten van een nieuwe kernenergiecentrale variëren van 5100 (Olkiluoto-centrale die nu in aanbouw is in Finland) tot 6755 EUR/kWe (Hinkley Point die nu in aanbouw is in het Verenigd Koninkrijk). Hierbij komen dan nog de kosten voor financiering die uiteen kunnen lopen van 8 tot 80% van de constructiekosten afhankelijk van de bouwtijd. Het lijkt al met al niet onredelijk om uit te gaan van bouwkosten tussen de 8 en 10 miljard euro voor een centrale van 1000 MW”*.³³ Dat zou dan neerkomen op 8.000-10.000 euro per kW(el).

Bij de genoemde centrales in Finland en de UK gaat het om EPRs van ca. 1600 MW(el). Sinds januari 2019 zijn de constructiekosten (ook wel ‘*overnight costs*’ genoemd ³⁴) en ook de bouw tijden van deze EPRs - maar ook van de EPR die in Frankrijk wordt gebouwd - door tegenvallers verder opgelopen.³⁵ Als gevolg hiervan worden de totale bouwkosten van de twee EPRs in *Hinkley Point* (UK) thans - in euro’s van 2015 - op ruim 30 miljard euro geschat.³⁶ In euro’s van begin 2022 is dit ruim 33 miljard. Gelet op deze ervaringen, lijkt het verstandig de bouwkosten van het eventueel realiseren van twee EPRs in ons land op tenminste 25 miljard Euro maar beter nog op ca. 30 miljard euro te schatten (euro’s van 2020), met daarbij de kanttekening dat een nog hogere bouw prijs zeker niet kan worden uitgesloten.³⁷

Bij de AP1000 van Westinghouse gaat het om eenheden van ca. 1200 MW(el). Ook hier zijn de ervaringen wat betreft kosten niet heel gunstig. De bouwkosten van twee van deze eenheden in de VS zijn opgelopen van (oorspronkelijk begroot) US\$14 miljard naar inmiddels ruim US\$30 miljard.³⁸ We mogen er daarom van uitgaan dat het bouwen van twee AP1000 centrales in ons land in plaats van twee EPRs *grosso modo* tot vrijwel dezelfde bouwkosten per kW(el) zal leiden.

We zagen dat de Minister van EZ in 2019 uitging van constructiekosten van 5100-6755 EUR/kW(el). terwijl deze kosten bij de door hem genoemde eenheden inmiddels belangrijk hoger zijn geworden. Desondanks gaan Witteveen+Bos c.s. in hun studie uit van veel lagere constructiekosten voor twee nieuw te bouwen kerncentrales in ons land. Zij rekenen (in de hoofdvariant) met 4100 euro per kW(el). Gelet op bovenstaande beschouwingen (zie hierbij ook hoofdstuk 4) lijkt deze schatting veel te laag.

³² Grotendeels een bewerking van de betreffende tekst in: Wim Turkenburg, *‘Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonnemogen in 2050 ook zo’n 45.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie? Kanttekeningen bij de energieplannen zoals gepresenteerd in Coalitieakkoord 2021-2025’*, Amsterdam, 31 maart 2022.

³³ Ministerie van EZK, *‘Beantwoording vragen rol kernenergie in energiemix’*, 25 jan. 2019 (DGKE-E / 19005268).

³⁴ Overnight cost = ‘the cost of a construction project if no interest was incurred during construction, as if the project was completed overnight’.

³⁵ Mycle Schneider et al., *‘The World Nuclear Industry Status Report 2021’*, Paris, September 2021 & *‘The World Nuclear Industry Status Report 2022’*, Paris, October 2022. Zie ook: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/EDF-revises-Hinkley-Point-C-schedule-and-costs> & <https://www.bbc.com/news/uk-england-somerset-61519609>

³⁶ KPMG, *‘Marktconsultatie Kernenergie’*, Amsterdam, 1 juli 2021. Voor een meer recente update van de kosten en bouw tijd van de Hinkley Point C kerncentrale, zie onder meer: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/EDF-revises-Hinkley-Point-C-schedule-and-costs> & <https://www.bbc.com/news/uk-england-somerset-61519609>

³⁷ De ontwikkeling van de bouwkosten kent vele onzekerheden. Naast de duur van de bouw en het bouwrenteverlies zijn dit onder meer: ontwikkelingen in het arbeidsloon dat betaald moet worden, de prijs van grondstoffen ten tijde van de bouw, de onderlinge afstemming van alle uit te voeren werkzaamheden, en fouten die tijdens de bouw worden gemaakt.

³⁸ WNA, *‘Nuclear Power in the USA’*, May 2022. Zie ook: <https://www.news4jax.com/business/2022/05/08/georgia-nuclear-plants-cost-now-forecast-to-top-30-billion/>

Zou worden uitgaan van een iets hogere schatting van de constructiekosten - de W+B studie noemt hierbij 4600 euro per kW(el) - dan heeft dit volgens Witteveen+Bos c.s. grote invloed op hun bevindingen: “Voor grootschalige kernenergie bij de hoge kostenvariant van EUR 4600/kW (...) bestaat niet langer een kosten-optimale rol voor kernenergie. Het omslagpunt ligt tussen EUR 4100 en EUR 4600 per kW.”

Bij de bovenstaande analyse moeten aanvullend enkele kanttekeningen worden geplaatst:

- Ten eerste blijken de kerncentrales die recent in China (type EPR) en de Verenigde Arabische Emiraten (APR-1400) zijn gebouwd goedkoper gebouwd te zijn dan de genoemde centrales in Europa en de VS. Onmogelijk is een lagere kostprijs dus niet. Een vraag is wel of de condities waaronder dit in China en de UAE is gedaan in Nederland geëvenaard kunnen en (wettelijk) ook mogen worden.
- Ten tweede mag worden verwacht dat de constructiekosten per eenheid zullen dalen wanneer er in ons land meer dan twee eenheden van hetzelfde type worden gebouwd. Voor de eerste eenheid zullen die kosten echter relatief hoog zijn.
- Ten derde hangen de bouwkosten, zoals we zagen en zoals uitvoerig toegelicht in de W+B studie, belangrijk af van het financiële regime waaronder de bouw van kerncentrales wordt gerealiseerd. Zo zullen de totale bouwkosten aanmerkelijk lager uitpakken wanneer de reeds gemaakte constructiekosten nog tijdens de bouw bij (toekomstige) consumenten in rekening kunnen worden gebracht. In dat geval hoeft de initiatiefnemer immers nauwelijks bouwrente te betalen, wat bij kerncentrales normaliter een zeer aanzienlijke kostenpost is.³⁹

Een vrees van investeerders is dat de veiligheidseisen waaraan de kerncentrales moeten voldoen tijdens de bouw worden aangescherpt. Een reden voor de aanscherping kan een niet eerder opgemerkte fout in het ontwerp zijn, maar ook voortschrijdend inzicht, of een incident of ongeluk bij een andere kerncentrale met gevolgen voor de constructie van de twee kerncentrales in Nederland, dit ter beoordeling van de toezichthouder in ons land, de *Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS)*. Dergelijke aanpassingen kunnen tot aanzienlijke vertragingen leiden en tot een forse toename van de bouwkosten. Het is begrijpelijk dat investeerders dit willen tegengaan en in deze garanties van de overheid vragen (zie het KPMG-rapport van 2021). De vraag is in hoeverre de overheid die kan en wil geven. In ieder geval geldt dat de ANVS - terecht - een onafhankelijk orgaan is en als taak heeft een veilig gebruik van kernenergie te handhaven en te bevorderen, overeenkomstig geldende standaarden en wettelijke bepalingen.⁴⁰

Voor een mogelijke initiatiefnemer in nieuwbouw is er ook een ander probleem. Voor het verkrijgen van een bouwvergunning moet in ons land de vergunningsaanvrager kunnen aantonen in staat te zijn de volledige kosten van het weer afbreken (ontmantelen) van de kerncentrale te dekken nog voordat de centrale energie heeft opgewekt. Hoe hoog die kosten zijn is onzeker maar gedacht moet worden aan tenminste 15% van de investeringskosten, dus ca. 3 tot 4,5 miljard euro voor twee grote centrales tezamen. Een veel hoger percentage of bedrag kan echter niet worden uitgesloten gelet op studies die hierover in zowel binnen- als buitenland zijn verschenen. Zo worden in de UK voor 2028 de kosten van het ontmantelen van 7 gasgekoelde kerncentrales - in totaal 14 reactoren met een gezamenlijk vermogen van 7600 MW(el) - door de *National Audit Office*, de rekenkamer van de UK, begroot op 30 miljard euro.⁴¹ Dit komt neer op bijna 4000 euro per kW(el). Wel moet worden opgemerkt dat deze kerncentrales van een ander type zijn dan de hier eerder genoemde grote reactoren zoals de EPR, de AP1000 en de APR-1400. Een ander voorbeeld is België, waar is becijferd dat voor de ontmanteling van al hun kerncentrales (ca. 6.000 MW) tenminste € 15 miljard nodig is.⁴²

³⁹ Een beeld hiervan geeft figuur 2.1 in het kernenergie-rapport van Witteveen+Bos, eRisk Group en HCSS dd. 26 sept. 2022.

⁴⁰ <https://www.autoriteitnvs.nl/over-de-anvs/kerntaken>

⁴¹ National Audit Office (UK), ‘*The decommissioning of the AGR nuclear power stations*’, 28 Jan. 2022.

⁴² NIRAS, ‘*Synthese van het 4de rapport over de inventaris van de nucleaire passiva van NIRAS aan haar voorgedij (periode 2013–2017)*’, feb. 2018. Zie ook: https://m.standaard.be/cnt/dmf20180312_03404738

Wat betreft studies die in deze in Nederland zijn gedaan kan worden verwezen naar schattingen van de ontmantelingskosten van de kerncentrale Dodewaard⁴³ en de kerncentrale Borssele⁴⁴. Gerelateerd aan de oorspronkelijke bouwkosten zijn de geschatte ontmantelingskosten van deze twee centrales enkele factoren hoger dan 15%.

Naast de kosten vormen ook de te verwachten baten voor investeerders een zorgpunt. Omdat bij het inzetten van zon- en windsystemen de energiebron gratis is terwijl die bij het gebruik van kernenergie geld kost, krijgen zonnecelsystemen en windturbines in principe het eerst toegang voor het leveren van stroom aan het net. Dit zou tot gevolg hebben dat de bedrijfstijd van kerncentrales, gemeten in vollasturen per jaar, wordt ingeperkt. De inperking wordt groter naarmate er meer wind- en zonvermogen staat opgesteld. De kerncentrales verdienen zich door die inperking moeilijker terug. Wel is denkbaar dat de centrales in de resterende uren stroom produceren waarmee dan waterstof ('paarse waterstof') wordt gemaakt, indien dit economisch rendeert. Ook is denkbaar dat in deze uren kernstroom aan het buitenland kan worden geleverd. Onder deze aannames laat de W+B studie zien dat hoge bedrijfstijden voor kerncentrales van zo'n 7800 vollast-uren per jaar ook in de toekomst in ons land haalbaar kunnen zijn.

Naast de bedrijfstijd is voor kerncentrales ook een zorgpunt dat de vergoeding voor de opgewekte kWh's zeer laag of zelfs nul kan zijn in uren dat het aanbod van zon- en windvermogen heel hoog is - het vraagstuk van 'kannibalisatie door zon- en windvermogen'.⁴⁵ Daardoor kunnen, in centen per kWh, de gemiddelde baten van het elektriciteitssysteem lager uitkomen dan de gemiddelde kosten, zoals een simulatiestudie van de Universiteit Utrecht heeft laten zien.⁴⁶ Dit kan leiden tot minder of minder tijdige investeringen in nieuw vermogen dan voor het garanderen van de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening nodig is.

Deze kannibalisatie treft overigens niet alleen kerncentrales en ander vraag gestuurd ('dispatchable') vermogen maar ook de bouw van zon- en windvermogen zelf. Deze kannibalisatie kan derhalve niet alleen de betrouwbaarheid maar ook de verduurzaming van onze elektriciteitsvoorziening in gevaar brengen. Dit probleem moet aandacht krijgen en opgelost worden. Eenvoudig lijkt dat niet. Mogelijk vergt het een nieuwe ordening van de energiemarkt.

Al deze vraagstukken veroorzaken dat het enthousiasme bij energiebedrijven om te investeren in kerncentrales thans niet groot is.⁴⁷ Een vraag is of de steun die in het coalitieakkoord staat aangekondigd voldoende is om tot de bouw van twee grote kerncentrales in ons land te komen. Zoals geschetst in het rapport van Witteveen+Bos is hiervoor hoogstwaarschijnlijk méér nodig. Zo is een belangrijke steunmaatregel, toegepast in de UK, het geven van een gegarandeerde vergoeding voor iedere kWh die door de twee nieuwe kerncentrales wordt opgewekt. Een andere maatregel, toegepast in de UK, is het mogen doorberekenen van de bouwkosten aan stroomgebruikers nog voordat de bouw van de centrales is voltooid. Dit zou de rentelast gedurende de bouw beperkt houden.

Weer een andere maatregel – niet in het W+B rapport besproken - kan het creëren van een capaciteitsmarkt zijn voor vermogen dat is geïnstalleerd en op ieder moment kan leveren wanneer

⁴³ Zie bijv.: GKN, 'Kostenreductie Ontmantelingsplan 2011 KCD als gevolg van innovatie en overige ontwikkelingen', 24 maart 2014.

⁴⁴ Zie bijv.: EPZ, 'Ontmanteling Kerncentrale Borssele, de feiten', 7 april 2016.

⁴⁵ Zie bijv.: [HTTPS://FORESIGHTDK.COM/IN-SEARCH-OF-A-CURE-FOR-CANNIBALISATION/](https://foresightdk.com/in-search-of-a-cure-for-cannibalisation/)

⁴⁶ Een beeld hiervan geeft figuur 10 in: A.S. Brouwer, M. van den Broek, W. Zappa, W.C. Turkenburg and A. Faaij, 'Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems', Applied Energy, 161 (2016) 48-74; zie: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.090>

⁴⁷ KPMG, 'Marktconsultatie Kernenergie', Amsterdam, 1 juli 2021. Zie ook: <https://fd.nl/economie-politiek/1357654/energiebedrijven-lopen-niet-warm-voor-nieuwe-nederlandse-kerncentrale>

daarom gevraagd wordt. Dit genereert een vergoeding voor het opgesteld vermogen, naast de vergoeding voor opgewekte kWh's.

Daarnaast zal het vroegtijdig kunnen betalen van de ontmantelingskosten zeer waarschijnlijk een aangepaste regeling behoeven; die zou dan voor zowel de eigenaar(s) van de kerncentrales als voor de Staat (c.q. belastingbetaler) aanvaardbaar moeten zijn.

Allerlei andere punten die aandacht vragen teneinde energiebedrijven en ook andere, mogelijke investeerders in kerncentrales over de streep te trekken, staan beschreven in het al genoemde KPMG-rapport van 1 juli 2021.

7. De kosten van een (Mini-) SMR

Voor vrijwel alle nieuwe SMR-concepten geldt dat er eerst onderzoek gedaan moeten worden met ook het experimenteel testen van materialen, concepten, componenten en systemen. Vervolgens moet er een proefreactor worden gebouwd, meestal ter grootte van enkele MW(th), vervolgens een demonstratiereactor, en tenslotte de eerste commerciële kerncentrale. Doorgaans vergt dit traject tegenwoordig in totaal zo'n 30 jaar. Concepten die nu nog slechts initieel op papier staan, zullen dus zeker niet voor 2050 commercieel inzetbaar zijn in de energievoorziening. Pas wanneer de engineering van de commercieel te bouwen SMR is gedaan kan een betrouwbaar beeld worden verkregen van de te verwachten constructiekosten. Iedere uitspraak die hierover in de onderzoeks- en ontwikkelingsfase wordt gedaan is onbetrouwbaar.

De ontwikkeling van een geavanceerd type SMR tot een commercieel eindproduct vergt miljarden euro's. Voor de *gesmoltenzoutreactor* (MSR, type LFTR) is dit bedrag door DOE in de VS in de jaren zeventig van de vorige eeuw op meer dan 6 miljard dollar geschat (in dollars van nu).⁴⁸ Het commercieel ontwikkelen en demonstreren van een nieuwe, geavanceerde reactor zal daarom niet makkelijk zijn en hoogst waarschijnlijk heel veel overheidssteun vergen.

Wanneer het om het ontwikkelen, beproeven en bouwen van een SMR gaat die (sterk) afwijkt van de gangbare lichtwaterreactoren, vergt naast de reactor ook de gehele splijtstofcyclus aandacht, vanaf de winning van grondstoffen en de verwerking ervan tot bruikbare splijtstof tot aan de verwerking van radioactieve afvalstromen die de SMR genereert. Dit speelt bijvoorbeeld wanneer zgn. triso-splijtstof⁴⁹ wordt gebruikt en zeker ook bij de thorium-MSR⁵⁰. Ook dit vergt tijd, geld en expertise.

Bij de ontwikkeling van SMRs krijgen geavanceerde concepten, waaronder gesmoltenzoutreactoren en hoge-temperatuur gasgekoelde reactoren (HTGRs) thans veel aandacht omdat ze inherente veiligheid lijken te kunnen bieden en een aantal typen reactoren wat betreft de levensduur van het afval voor een deel het radioactief afvalvraagstuk zouden kunnen verkleinen vooral wanneer met thorium (Th-232) als grondstof voor het maken van de splijtstof (U-233) in de reactor wordt gewerkt.

Anderzijds zijn er ook SMRs in ontwikkeling die gebruik maken van de bestaande lichtwaterreactor (LWR) technologie, omdat deze is beproefd, beter aansluit bij de bestaande nucleaire infrastructuur, en veelal dichter bij de markt staat. In dit verband worden vaak drie concepten genoemd: de *Rolls Royce reactor*, de *Nuscale reactor* en de *BWRX-300*.

- De Rolls Royce reactor is een drukwaterreactor (PWR) van 400-450 MW(el) die in de UK wordt ontwikkeld.⁵¹ Vanwege de omvang van haar vermogen zou deze overigens niet als 'een kleine

⁴⁸ U.S. AEC, 'An Evaluation of the Molten Salt Breeder Reactor', Sept. 1972 (WASH-1222).

⁴⁹ <https://www.energy.gov/ne/articles/triso-particles-most-robust-nuclear-fuel-earth>

⁵⁰ <https://thebulletin.org/2022/06/molten-salt-reactors-were-trouble-in-the-1960s-and-they-remain-trouble-today/> & [www.ucusa.org/resources/ advanced-isnt-always-better](https://www.ucusa.org/resources/advanced-isnt-always-better) (<https://doi.org/10.47923/2021.14000>).

⁵¹ <https://www.rolls-royce.com/innovation/small-modular-reactors.aspx#/>

reactor' bestempeld mogen worden. Het is 'een middelgrote reactor'; hij is qua vermogen bijna even groot als de reactor in Borssele.

- De Nuscale reactor is een drukwaterreactor (PWR) met een vermogen van ca. 77 MW(el).⁵² Het is de bedoeling dat hiervan 4, 6, 8, 10 of 12 eenheden bij elkaar in 'een bak water' in de kerncentrale worden geplaatst. Deze centrale zou hierdoor een vermogen krijgen van respectievelijk 308, 462, 616, 770 of 924 MW(el).

- De BWRX-300 is een kokendwaterreactor (BWR) met een vermogen van 300 MW(el) die door GE-Hitachi wordt ontwikkeld.⁵³ De reactor heeft veel verwantschap met de BWR die van 1969 tot 1997 in Dodewaard heeft gedraaid.

Zoals eerder opgemerkt is mij geen mini-SMR bekend die voor de markt ontwikkeld wordt en op de LWR-technologie is gebaseerd. De reactor die hierbij het dichtst in de buurt lijkt te komen is de CAREM-reactor van 30 MW(el) die in Argentinië wordt gebouwd. De kosten hiervan blijken hoog. In 2019 werden de totale kosten geschat op US\$ 446-700 mln. Dit zou neerkomen op US\$ 18.000-28.000 per kW(el).

Verwacht mag worden dat voor iedere FOAK-SMR geldt dat de bouw- en constructiekosten hoog zijn, hoger dan van een grote kerncentrale, vanwege vooral het verlies van 'economies of scale'. Daarmee wordt het voor FOAK-SMRs heel moeilijk om bij elektriciteitsproductie te concurreren met alternatieven zoals grote kerncentrales en andere energieopties. Hierbij kunnen we leren van de al genoemde kleine kernreactor van 54 MW(el) die in Dodewaard heeft gedraaid. Deze werd in 1997 gesloten omdat de kerncentrale niet in staat was tegen een concurrerende prijs elektriciteit te produceren. Gevreesd moet worden dat dit bij elektriciteitsopwekking in ons land voor iedere FOAK-SMR zal gelden.

Ook bij lage-temperatuur warmteproductie zullen SMRs met andere technologieën moeten concurreren. Denk hierbij aan warmteproductie via geothermie, aquathermie, bio-installaties of benutting van afvalwarmte.

Zo werkt het bedrijf Urenco-UK aan het ontwikkelen van de U-battery, een mini-SMR met een vermogen van 10 MW (thermisch). Deze zou bijvoorbeeld voor stadsverwarming ingezet moeten kunnen worden. Het bedrijf verwachtte in 2020 dat de eerste centrale 77 mln euro kan gaan kosten maar dat deze kostprijs, bij serieproductie, zal kunnen zakken naar zo'n 44 mln euro.⁵⁴ Mocht deze verwachting waargemaakt worden, dan betekent dit bouwkosten van 4400-7700 euro per kW(th). Ter vergelijking: het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) verwacht dat bij warmteproductie met een biomassaketel in 2030 de investeringskosten 440 euro per kW(th) zullen zijn, bij aquathermie 710 euro per kW(th), bij ondiepe geothermie 1200 euro per kW(th) en bij diepe geothermie 1720 euro per kW(th).⁵⁵ Dit is aanzienlijk lager dan wat Urenco voor de U-battery heeft genoemd.

Nuscale verwacht voor haar kerncentrale een kostprijs ca. 5000 US\$ per kW(el) te kunnen realiseren terwijl Rolls Royce voor haar centrale een kostprijs van ca. 5000 euro per kW(el) heeft genoemd.

Echter, een goede schatting van deze kosten kan pas gemaakt worden nadat voor een concreet project en een concreet ontwerp op een concrete locatie een bouwvergunning is verkregen en van de te realiseren kerncentrale tenminste een basis-ontwerp, beter nog een detail-ontwerp is gemaakt. Dit kan worden toegelicht met het voorbeeld van de Pallas-reactor welke in Nederland (Petten) gebouwd zal worden. Toen in 2012 het kabinet en de provincie Noord-Holland besloten hiervoor geld vrij te maken (beiden verstrekten een lening van 40 miljoen euro) was de verwachting dat de

⁵² Zie: <https://www.nuscalepower.com/>. In een eerder ontwerp werd uitgegaan van 60 MW(el).

⁵³ <https://nuclear.gewater.com/build-a-plant/products/nuclear-power-plants-overview/bwrx-300>

⁵⁴ U-battery, 'Local modular energy', website, bezocht nov. 2020; zie: <https://www.u-battery.com/about>

⁵⁵ PBL, 'Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: Gebouwde Omgeving', 19 april 2019.

bouwkosten, inclusief alle voorbereidingen, ongeveer 540 mln euro zouden zijn. In euro's van 2021 komt dit overeen met 636 mln euro. Inmiddels zijn we tien jaar verder en is de huidige verwachting dat de bouwkosten ruwweg 1,8 miljard euro zullen bedragen, dus bijna drie keer zoveel.⁵⁶

Onderzoek van B.K. Sovacool et al., in 2014 gepubliceerd⁵⁷, heeft aangetoond dat vrijwel alle kernenergieprojecten meer geld kosten dan oorspronkelijk begroot. Van de 180 onderzochte kernreactoren bleken er 175 duurder gerealiseerd te zijn dan begroot. De gemiddelde kostenstijging was 117%. De bouwkosten waren gemiddeld dus ruim dubbel zo groot als vooraf begroot.

Al met al kunnen we concluderen dat niet teveel geloof moet worden gehecht aan de zeer lage kosten die zowel het rapport van Nuclear-21 als het rapport van Witteveen+Bos voor het bouwen van SMRs noemen. Daarbij spreekt het Nuclear-21 rapport over *bouwkosten* (constructie-kosten plus bouwrente) en het W+B rapport over *constructiekosten* (excl. bouwrente).

Witteveen+Bos c.s. rekenen in hun rapport met SMR-constructiekosten van 2412 resp. 2703 euro per kW(el); daarbij geven ze aan het bouwen van een BWRX-300 kerncentrale in gedachten te hebben. Nuclear-21 c.s. rekenen voor een 30 MW(el) LWR-SMR met bouwkosten van 8000 euro per kW(el) indien het een FOAK-reactor is, dalend naar 5000 euro per kW(el) voor een NOAK-reactor. Voor een 250 MW(el) LWR-SMR denken Nuclear-21 c.s. aan investeringen van ruim 4000 euro per kW(el).

In een recent rapport van de IEA over de rol van kernenergie in de energietransitie⁵⁸ wordt een schatting gemaakt van de maximaal toelaatbare constructiekosten van kerncentrales teneinde te kunnen concurreren met alternatieve oplossingen. Daarbij trekt IEA onder meer de volgende conclusies:

*“Nuclear has to up its game in order to play its part. The industry has to deliver projects on time and on budget to fulfil its role. This means completing nuclear projects in advanced economies at around **USD 5000/kW by 2030**, compared with the reported capital costs of around USD 9000/kW (excluding financing costs) for first-of-a kind projects.”*

Een sterke groei van de inzet van kernenergie vereist volgens de IEA echter lagere kosten:

*Bij elektriciteitsproductie: “Where there is potential to expand alternatives [like hydropower, sustainable bioenergy and fossil fuel plants with CCUS], the construction costs of nuclear power would need to fall to **USD 2000-3000/kW** (in 2020 dollars) to remain competitive.”*

*Bij waterstofproductie: “Using electricity from nuclear to produce hydrogen and heat presents new opportunities (...). Under the NZE's (Net Zero Emissions) cost projections, hydrogen production via natural gas with CCUS or via electrolysis using renewables are the cheapest options. For nuclear to compete with these alternatives, investment costs would need to decrease to **USD 1000-2000/kW**.”*

*Bij stadsverwarming: “There are also possibilities to co-generate heat from nuclear plants to replace district heating and other high-temperature uses, though the potential scale of this market is limited and construction costs would need to fall to **USD 2000-3000/kW** to make it competitive.”*

Gezien deze bevindingen van de IEA is het niet vreemd dat ontwikkelaars van nieuwe reactoren zich ten doel stellen constructiekosten van ten hoogste 5000 euro per kW(el) te realiseren maar liever nog 2000-3000 euro per kW(el). Of dit doel bereikt kan en zal worden, dat moet de toekomst leren. Wel blijkt dat bijvoorbeeld GE Hitachi bij het ontwerp van haar BWRX-300 heel nadrukkelijk naar een sterke vermindering van de constructiekosten streeft door (1) versimpeling van de reactor, (2) vermindering van het materiaalgebruik, naast ook (3) het modulair kunnen bouwen van de reactor.⁵⁹

⁵⁶ <https://open.overheid.nl/repository/ronl-086e4042081125a43e6ce45e33c74f4377da9a2d/1/pdf/beslisnota-bij-kamerbrief-over-het-kabinetsbesluit-rondom-pallas.pdf>

⁵⁷ B.K. Sovacool, A. Gilbert, and D. Nugent, 'Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses', Energy 74(2014)906-917; zie: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.070>

⁵⁸ IEA, 'Nuclear Power and Secure Energy Transitions - From today's challenges to tomorrow's clean energy systems', June 2022.

⁵⁹ <https://nuclear.gpower.com/build-a-plant/products/nuclear-power-plants-overview/bwrx-300>

8. Radioactief afval van SMRs

Nuclear-21 c.s. wensen in hun rapport ook “de intra-nucleaire synergieën tussen verschillende kernenergie-opties” te verduidelijken, “gezien de socio-politieke gevoeligheden betreffende kernenergie en meer bepaald omtrent radioactief afval”. In de power point die zij bij hun presentatie bij de Provincie Overijssel op 9 november gebruikten, werd daarbij gesteld dat SMRs en mini-SMRs per MW evenveel radioactief afval produceren als grote kerncentrales. Maar is dit juist?

Naar het beantwoorden van deze vraag is tot voor kort weinig studie gedaan. Zeer recent is hierover echter een – inmiddels spraakmakend - artikel gepubliceerd in het gezaghebbende tijdschrift PNAS.⁶⁰ De conclusies van het onderzoek, uitgevoerd bij Stanford University (USA), worden in het artikel als volgt samengevat: “Results reveal that water-, molten salt-, and sodium-cooled SMR designs will increase the volume of nuclear waste in need of management and disposal by factors of 2 to 30. The excess waste volume is attributed to the use of neutron reflectors and/or of chemically reactive fuels and coolants in SMR designs (...). In addition, SMR spent fuel will contain relatively high concentrations of fissile nuclides, which will demand novel approaches to evaluating criticality during storage and disposal. Since waste stream properties are influenced by neutron leakage, a basic physical process that is enhanced in small reactor cores, SMRs will exacerbate the challenges of nuclear waste management and disposal.”

De conclusies zijn gebaseerd op een analyse van drie van de 80 tot 120 SMRs die wereldwijd worden onderzocht of ontwikkeld: de NuScale iPWR (ruim 2 x meer afval), de sodium-cooled Toshiba 4S (5 x meer afval), en de Terrestrial Energy IMSR (30 x meer afval). De referentie is een 3400 MW(th) PWR.

In het tijdschrift PNAS wordt het belang van het onderzoek als volgt verwoord:

“The low-, intermediate-, and high-level waste stream characterization presented here reveals that SMRs will produce more voluminous and chemically/ physically reactive waste than LWRs, which will impact options for the management and disposal of this waste. Although the analysis focuses on only three of dozens of proposed SMR designs, the intrinsically higher neutron leakage associated with SMRs suggests that most designs are inferior to LWRs with respect to the generation, management, and final disposal of key radionuclides in nuclear waste.”

Op de studie is kritiek gekomen vanuit Nuscale omdat een verouderd (kleiner) ontwerp van deze reactor zou zijn onderzocht. De auteurs van het PNAS-artikel hebben daarop gereageerd.⁶¹

We kunnen concluderen dat de stellingname van Nuclear-21 wat betreft de productie van radioactief afval door (Mini-) SMRs niet juist is. Ook dat het radioactief afvalvraagstuk van (Mini-) SMRs specifiek aandacht behoeft wanneer het plan is deze reactoren in Nederland te gaan bouwen.

Tot slot: een kritische analyse van de perspectieven van SMRs - toegespitst op niet-LWR SMRs - heeft in 2021 de Union of Concerned Scientists (USA) gepubliceerd.⁶² In de UCS-studie wordt ingegaan op vooral de aspecten veiligheid, proliferatiegevoeligheid en milieu-impact. Daarnaast is in het tijdschrift ‘Bulletin of Atomic Scientists’ recent een kritische analyse verschenen van de perspectieven van gesmoltenzoutreactoren, toegespitst op de veelgenoemde thorium-MSR (LFTR).⁶³ Bij de analyses zijn kanttekeningen te plaatsen maar het is goed er kennis van te nemen: het geeft wat tegengas tegen al te optimistische verhalen over SMRs en MSRs die tegenwoordig in ons land veel zijn te horen of lezen.

⁶⁰ L.M. Krall, A.M. Macfarlane, and R.C. Ewing, ‘Nuclear waste from small modular reactors’, PNAS 119, 23 (2022); zie: <https://doi.org/10.1073/pnas.2111833119>

⁶¹ <https://www.ans.org/news/article-4040/authors-of-smr-study-reply-to-nuscale-comments/>

⁶² E. Lyman, ‘Advanced isn’t always better – Assessing the Safety, Security, and Environmental Impacts of Non-Light-Water Nuclear Reactors’, UCS, March 2021; zie: <https://doi.org/10.47923/2021.14000>

⁶³ <https://thebulletin.org/2022/06/molten-salt-reactors-were-trouble-in-the-1960s-and-they-remain-trouble-today/>



*Wim Turkenburg Energy and Environmental Consultancy
Wethouder Frankeweg 16 - 1098 KZ Amsterdam*

wim_turkenburg@hotmail.com