

TECHNOLOGY ASSESSMENT HTR

Deelstudie 3

Economie van nieuwe concepten van de modulaire Hoge Temperatuur Reactor

P. LAKO

Voorwoord

De voorliggende studie maakt deel uit van een reeks rapporten verschenen in het kader van een technology assessment van de Hoge Temperatuur Reactor (HTR), die ECN in samenwerking met de Universiteit Utrecht en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken in 1995 heeft uitgevoerd. Doelstelling van het onderzoek was een beter inzicht te krijgen in de maatschappelijke haalbaarheid van de inzet van HTR-technologie op de lange termijn. Daarbij stonden de inpasbaarheid en duurzaamheid van de technologie voorop. De inpasbaarheid heeft vooral te maken met de economische aspecten van de HTR, terwijl de duurzaamheid vooral te maken heeft met de milieukundige aspecten. Beide zijn van belang voor de maatschappelijke haalbaarheid van de technologie. De aanleiding voor het onderzoek was gelegen in de hoge verwachtingen t.a.v. de inherente veiligheid van de HTR t.o.v. conventionele ontwerpen. Een bredere evaluatie van de mogelijkheden en beperkingen van de HTR met inbreng uit een verscheidenheid van disciplines leek in dit kader wenselijk. De hieronder opgenomen lijst van deelstudies geeft aan dat het inderdaad een brede evaluatie betreft. De resultaten van deze deelstudies zijn samengevat in een apart rapport.

De studie is uitgevoerd onder leiding van C.D. Andriess, destijds bij ECN-Beleidsstudies, maar inmiddels bij het Centrum voor Natuurwetenschappen van de Universiteit Utrecht werkzaam. Zoals de projectleider zelf al aangeeft in zijn bijdrage betreffende het duurzame van de HTR is het niet mogelijk een dergelijke studie te laten uitmonden in een gemeenschappelijke eindconclusie. Het begrip inpasbaarheid en duurzaamheid zijn daarvoor te weinig operationeel en te zeer normatief. In het kader van deze studie is ook niet gestreefd naar oplossing van langlopende controverses over de essentie van duurzaamheid in het algemeen en de maatschappelijke haalbaarheid van kernergie in het bijzonder. De duurzaamheid van de HTR technologie moet vooral gezien worden in vergelijking met de duurzaamheid van andere nucleaire opties. De deelstudies verschaffen aldus het achtergrondmateriaal voor een noodzakelijke dialoog over keuzes in de richting van nucleair onderzoek, indien het energiebeleid het open houden van de nucleaire optie wenselijk acht.

J.J.C. Bruggink
Unit manager ECN-Beleidsstudies

Rapporten verschenen in het kader van de HTR-technology assessment

Rapportnummer	Auteur(s)	Titel
ECN-C--96-050	C.D. Andriess ¹	Technology assessment HTR Samenvatting en conclusies
ECN-C--96-041	H.M. van Rij ²	Technology assessment HTR - Deelstudie 1 Thermodynamisch potentieel van de Hoge Temperatuur Reactor
ECN-C--96-042	R. Smit ³ J.G de Beer ³ I.C. Kok ⁴	Technology assessment HTR - Deelstudie 2 Inpasbaarheid van Hoge Temperatuur Reactor in industriële processen
ECN-C--96-043	P. Lako ⁴	Technology assessment HTR - Deelstudie 3 Economie van nieuwe concepten van de modulaire Hoge Temperatuur Reactor
ECN-C--96-044	A.I. van Heek ²	Technology assessment HTR - Part 4 Power Upscaling of High Temperature Reactors
ECN-C--96-045	J.H. Bultman ²	Technology assessment HTR - Part 5 Thorium-fueled High Temperature Gas cooled Reactors
ECN-C--96-046	D.H. Dodd ² J.F.A. van Hienen ²	Technology assessment HTR - Part 6 The radiological risks associated with the thorium-fuelled High Temperature Reactor: a comparative risk evaluation
ECN-C--96-047	W. de Ruiter ³	Technology assessment HTR - Deelstudie 7 Maatschappelijk draagvlak voor de introductie van de Hoge Temperatuur Reactor
ECN-C--96-048	W.C. Turkenburg ³	Technology assessment HTR - Deelstudie 8 Kernenergie en duurzame ontwikkeling
ECN-C--96-049	C.D. Andriess ¹	Technology assessment HTR - Deelstudie 9 Het duurzame van de Hoge Temperatuur Reactor

¹ Centre for the Natural Sciences, Utrecht University.

² Unit ECN-Nuclear, Netherlands Energy Research Foundation.

³ Department of Science, Technology and Society, Utrecht University.

⁴ Unit ECN-Policy Studies, Netherlands Energy Research Foundation.

INHOUD

SAMENVATTING	7
1. INLEIDING	9
2. METHODE	11
2.1 Beschikbaarheid gegevens	11
2.2 Methode van evaluatie	12
3. ECONOMISCHE CONDITIES	13
3.1 Prijspaden voor aardgas	13
3.2 Gasgestookte STEG (referentie)	14
3.3 Te evalueren HTR-concepten	15
3.3.1 Algemeen	15
3.3.2 Levensduur en belastingfactor	16
3.3.3 Onderhouds- en bedieningskosten	17
3.3.4 Splitsstofcycluskosten	18
3.3.5 Kosten van ontmanteling	21
3.3.6 Samenvatting	21
4. RESULTATEN	23
5. CONCLUSIES	25
BIJLAGE A. Berekening van een koolstofheffing voor aardgas	27
BIJLAGE B. Resultaten voor warmtelevering aan glastuinbouw	29
REFERENTIES	33

SAMENVATTING

Het doel van deze studie is de economische haalbaarheid van nieuwe concepten van Hoge-Temperatuur Reactoren (HTR's) te onderzoeken. Deze nieuwe HTR-concepten kenmerken zich door een grote mate aan inherente veiligheid. Een bijzonderheid is dat de splijtstof lang (2-20 jaar) in het reactorvat blijft, wat o.a. van invloed kan zijn op de zogenoemde 'back-end' splijtstofcycluskosten (door het effect van de gehanteerde discontovoet). Vanwege het conceptuele stadium van het ontwerp is het moeilijk goed gefundeerde uitspraken te doen over de economie van dit type reactorontwerpen. Daarom is gekozen voor een benadering, waarbij de maximale investeringskosten van de HTR-concepten worden berekend.

De HTR-concepten worden vergeleken met een gasgestookte STEG-eenheid (Stoom En Gasturbine) voor industriële warmte/kracht. De HTR-concepten worden verondersteld eveneens als industriële warmte/krachteenheden te worden ingezet. Op basis van aannames over de toekomstige aardgasprijs, de kosten van een gasgestookte STEG en daaruit af te leiden kosten van geleverde warmte en kracht, de kosten van onderhoud en bediening en de splijtstofcycluskosten van de HTR-concepten, kunnen de maximale investeringskosten voor elk HTR-concept worden berekend.

Het blijkt dat HTR-concepten, waarbij de splijtstof lang in het reactorvat verblijft (bijvoorbeeld 10 of 20 jaar), relatief lage 'back-end' splijtstofcycluskosten hebben en een relatief gunstig economisch perspectief bieden. Een HTR met een thorium-/uraniumcyclus levert het beste economische perspectief, omdat hierbij de splijtstofcycluskosten het laagst zijn van de onderzochte concepten. Deze HTR met thorium-/uraniumcyclus zou bij investeringskosten, inclusief bouwrente, van f 4650-5250/kW_e, kunnen concurreren met een gasgestookte STEG, mits de gasprijs in reële termen flink stijgt. Naar verwachting kan deze situatie zich rond 2015-2020 voordoen. Uiteindelijk is opschaling van de huidige concepten en demonstratie van het uiteindelijke ontwerp nodig.

1. INLEIDING

Deze studie betreft een economische evaluatie van nieuwe concepten voor de modulaire Hoge-Temperatuur Reactor (HTR), met helium als koelmiddel en grafiet als moderator. Duitse en Amerikaanse modulaire HTR-ontwerpen van de laatste jaren bouwen voort op demonstratie HTR's, die in de zeventiger en tachtiger jaren in bedrijf zijn geweest (THTR-300, Hamm-Uentrop, en Fort St. Vrain, VS). Een splijtstof die tegen hoge temperaturen bestand is ('coated particles' in een grafietmatrix), een lage vermogensdichtheid, een relatief klein aantal veiligheidssystemen en een beperkt vermogen per module resulteren in een grote mate van zogenoemde inherente veiligheid.

De modulaire HTR is dan ook één van de veiligste reactorontwerpen die tot nu toe tot stand zijn gekomen: zelfs onder extreme condities zouden geen ontoelaatbaar hoge temperaturen optreden. Wél heeft dit reactortype wat betreft betrouwbare bedrijfsvoering en economie een achterstand vergeleken met de lichtwaterreactor (LWR). Ook is het denkbaar dat toekomstige LWR-ontwerpen ook aan zeer stringente veiligheidseisen kunnen voldoen.

Siemens heeft de 200 MW_{th} HTR-M (M staat voor MODUL) ontwikkeld. De splijtstofelementen zijn 'kogels' met een diameter van 6 cm, bestaande uit grafiet met fijnverdeelde splijtstofdeeltjes ('particles' van UO₂ met o.a. SiC coating). De kogels worden continu gerecirculeerd (10 cycli per element). De vermogensdichtheid is 4 MW/m³. Aktieve veiligheidssystemen zijn vrijwel volledig vervangen door passieve of inherente veiligheid. De warmte van het primaire helium-circuit wordt overgedragen op een water/stoomcyclus (net als bij de THTR-300), zodat het rendement 38 à 39% is.

Het Amerikaanse HTR-ontwerp (General Atomics) - eerst MHTGR (Modular High-Temperature Gas-cooled Reactor) en later GT-MHR (Gas Turbine Modular Helium-cooled Reactor) genoemd - wordt nog verder ontwikkeld. De vermogensdichtheid is 6 MW/m³, en het thermische vermogen 450 MW_{th}. Deze HTR heeft een ringvormige kern met hexagonale grafietblokken, waarin koelkanalen, uitsparingen voor regelstaven, en 'splijtstofstaven' van grafiet met 'coated particles'. In de centrale reflector, in de grafietblokken met splijtstofstaven en in de buitenreflector bevinden zich regelstaven, terwijl de Duitse HTR-M alleen regelstaven buiten de kern heeft⁵. General Atomics voorziet een directe heliumturbine-cyclus in plaats van een indirecte cyclus met helium en/of water/stoom, resulterend in een hoog rendement van 47% en een elektrisch vermogen van ruim 210 MW_e.

Nieuwe HTR-concepten maken gebruik van het splijtstofontwerp van de Duitse HTR-M: 'Triso-coated particles' in 'grafietkogels'. Een verschil met de HTR-M is dat geen recirculatie van splijtstofelementen plaatsvindt. In plaats daarvan wordt een reactorvat geladen met zoveel splijtstofelementen

⁵ Bij de nieuwe HTR-concepten wordt, in tegenstelling tot de eerdere modulaire HTR-ontwerpen, niet gesproken van regelstaven, maar van 'stopstaven'; deze bevinden zich evenals bij de HTR-M buiten de kern en zijn in beginsel alleen nodig voor het in bedrijf en uit bedrijf nemen.

dat de reactor nét kritisch is; daarna worden telkens splijtstofelementen toegevoegd om de reactor kritisch te houden. In één concept vindt na ruim 2 jaar splijtstofwisseling plaats (cyclusduur \approx 2 jaar); in een ander concept blijft splijtstofwisseling gedurende de levensduur achterwege (cyclusduur \approx 19 vollastjaar). Het vermogen varieert per concept van 20 tot 100 MW_{th}. Het conventionele deel (directe of indirecte heliumcyclus) is bij deze concepten summier beschreven en zou nader moeten worden gedetailleerd.

Economische evaluatie van nieuwe HTR-concepten wordt bemoeilijkt, doordat deze zich in het stadium van 'pre-conceptual design' bevinden. Soms is, evenals bij het Amerikaanse ontwerp, een directe heliumturbinecyclus voorzien. Een dergelijke cyclus leent zich echter niet voor warmte/kracht-toepassing. Rekening houdend met de modulaire bouw en het grote potentieel van warmte/kracht in Nederland, zou een gecombineerde indirecte helium- en water/stoomcyclus de voorkeur verdienen. Hieraan zijn diverse studies gewijd, waarop nog wordt teruggekomen.

Deze studie heeft als doel het verkennen van de condities, waaronder nieuwe HTR-concepten economisch kunnen concurreren met gasgestookte STEG's op de markt voor warmte/kracht. Nu is de gasgestookte STEG voor warmte/kracht-opwekking één van de goedkoopste vormen van elektriciteitsopwekking. Nieuwe HTR-concepten zouden op termijn de rol van gasgestookte STEG's kunnen overnemen. In hoofdstuk 2 wordt de methode van economische evaluatie uiteengezet. Hoofdstuk 3 geeft de uitgangspunten voor aardgasprijzen en kosten van warmte/krachteenheden op basis van aardgas, c.q. op basis van nieuwe HTR-concepten. De resultaten van de economische vergelijking worden gepresenteerd in hoofdstuk 4. Hoofdstuk 5 geeft een aantal tentatieve conclusies.

2. METHODE

2.1 Beschikbaarheid gegevens

Een probleem bij de economische evaluatie van HTR-concepten is gebrek aan gegevens over investerings-, onderhouds- en bedienings-, en splijststof-cycluskosten. Het vroege ontwikkelingsstadium van de concepten is hieraan debet. In [1] en [2] komen de volgende HTR-concepten aan bod.

- *'OTTO'*

De eerste stap is het 'OTTO-concept': Once Through Then Out. De splijststofelementen passeren het reactorvat één maal en worden dan via een sluis onderin het vat afgevoerd. Het systeem voor recirculatie van splijststofelementen vervalt.

De hoogte van de kern is 5,4 m (9,9 m bij HTR-M), de vatinhoud 33 m³ (70 m³ bij HTR-M) en het vermogen 100 MW_{th} (200 MW_{th} bij HTR-M).

- *'Peu à Peu'-80*

De tweede stap is 'Peu à Peu'-80 (PAP-80). Bovenin een voor 1 m gevuld reactorvat worden splijststofelementen toegevoerd, zodat de reactor juist kritisch blijft. 'Peu à Peu', afgekort tot 'PAP', duidt op een reactor-concept, waarbij de overreactiviteit bijzonder gering is, doordat steeds een kleine hoeveelheid splijststofelementen ('beetje bij beetje') wordt toegevoegd om de reactor nét kritisch te houden. Na een cyclus van 688 vollastdagen - ruim 2 jaar bij enige niet-beschikbaarheid - worden de splijststofelementen uit het vat verwijderd en begint de cyclus opnieuw. 'Batch'-gewijze toevoer van de splijststofelementen is mogelijk. De 'sluis' onderin het reactorvat en recirculatie van splijststofelementen, kenmerkend voor de THTR-300 en de HTR-M, vervallen.

De hoogte van de kern is kleiner dan bij 'OTTO': 4,5 m in plaats van 5,4 m; de inhoud van het vat is 22 m³ in plaats van 33 m³ bij OTTO, en het vermogen is 80 MW_{th} in plaats van 100 MW_{th}.

- *'Peu à Peu'-20*

Het 'Peu à Peu'-20 concept (PAP-20) lijkt veel op 'PAP-80'. Toevoer van splijststofelementen kan 'batch-gewijs' plaatsvinden. Het vermogen van de reactor is teruggebracht tot 20 MW_{th}, uitgaande van dezelfde vatafmetingen als bij PAP-80. Herladen van splijststof is niet nodig: met nieuwe splijststofelementen kan de reactor gedurende ca. 19 vollastjaar in bedrijf blijven; het vat vervult tevens de functie van interimopslag.

De lage vermogens (100-20 MW_{th}) van de HTR-concepten komen voort uit:

- een relatief lange tot zeer lange cyclusduur;
- kleine vatafmetingen.

Het reactorvat is veel kleiner dan bij de HTR-M: 22 of 33 m³ in plaats van 70 m³. De maximale splijstoftemperaturen blijven ver beneden de limiet van 1600°C. Het is niet bekend wat het maximale thermische vermogen per concept is, uitgaande van de limiet voor de splijstoftemperatuur.

Aangenomen wordt dat opschaling binnen de veiligheidsdoelstellingen (maximale splijtstoftemperatuur 1600°C) mogelijk is. Voor elk concept zou het maximale vermogen moeten worden berekend, uitgaande van de limitatieve splijtstoftemperatuur en eventuele andere veiligheidsparameters.

2.2 Methode van evaluatie

De HTR-concepten bevinden zich in een vroeg stadium van ontwikkeling en wijken sterk af van de in de jaren tachtig geëxploiteerde THTR-300. Als één van de concepten verder wordt ontwikkeld tot een standaard modulaire HTR voor warmte/kracht, vergt commerciële introductie nog ca. 20 jaar:

- Eerst moet een voorlopig ontwerp worden gemaakt, gevolgd door een definitief ontwerp en certificatie; dit vergt 5-10 jaar, zoals bijvoorbeeld bij nieuwe ontwerpen voor LWR's (AP-600, Westinghouse) is gebleken.
- Vervolgens zal een demonstratie op schaal moeten plaatsvinden om de veiligheidsparameters te testen en indicaties te krijgen voor de economische haalbaarheid; dit vergt ca. 10 jaar.
- Rond 2015 zou de reactor dan commercieel kunnen worden ingezet.

Schattingen van investeringskosten en onderhouds- en bedieningskosten ontbreken op dit moment. Daarom is de volgende aanpak gekozen:

- Eerst worden energieprijspaden gedefinieerd voor aardgas; hierbij worden lage en hoge prijzen beschouwd voor de periode 2015-2040.
- Vervolgens worden data, zoals investeringskosten en rendement, geschat voor een 250 MW_e gasgestookte STEG en voor een stoomketel in 2015.
- Daarna worden voor de HTR-concepten schattingen gegeven van onderhouds- en bedieningskosten en splijtstofcycluskosten.
- De netto-contante-waarde methode levert maximale investeringskosten op voor de HTR-concepten bij de twee gekozen aardgasprijsniveaus.

In deze studie worden de volgende rekenregels in acht genomen:

- Alle kosten worden uitgedrukt in guldens van 1993.
- Indien van toepassing wordt een dollarkoers gehanteerd van f 1,75/US\$.
- Berekeningen worden uitgevoerd met een reële rentevoet van 5%/jaar.

De berekeningen resulteren in een bandbreedte van investeringskosten van HTR's: beneden een bepaald niveau van investeringskosten is concurrentie met gasgestookte warmte/kracht mogelijk; boven dat niveau is de HTR duurder dan gasgestookte equivalenten in het onderzochte marktsegment.

3. ECONOMISCHE CONDITIES

3.1 Prijspaden voor aardgas

Energieprijsscenario's hebben meestal een tijdshorizon van 20 jaar. Deze studie heeft een veel langere tijdshorizon. Op lange termijn neemt de onzekerheid over olie- en gasprijzen sterk toe:

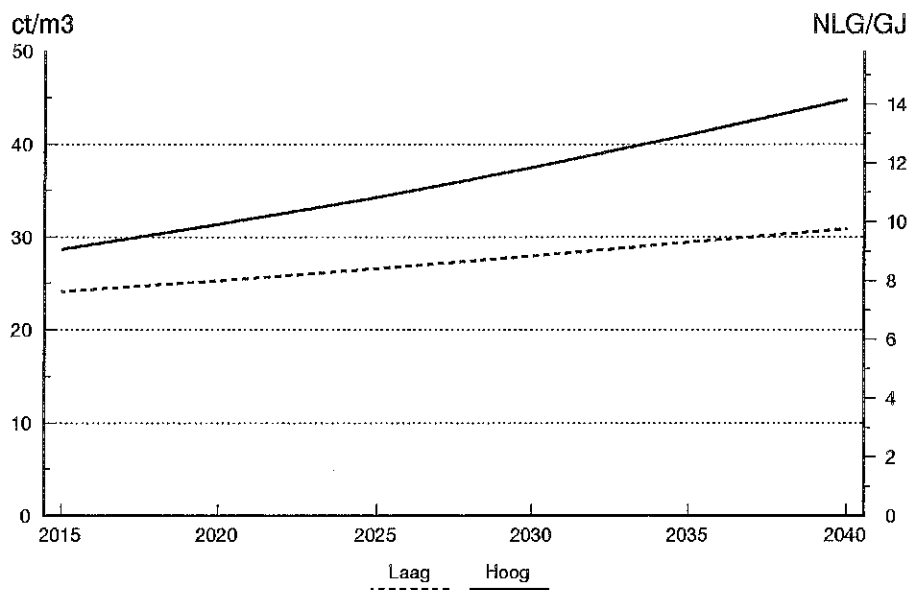
- De omvang van reserves naar kostencategorieën is niet precies bekend; na uitputting van bekende reserves komen additionele reserves aan bod, waarvan de winningskosten in de regel onzeker zijn.
- Reserveschattingen van de voormalige Sowjet Unie zijn onnauwkeurig en soms gebaseerd op andere definities dan internationaal gebruikelijk.
- Op langere termijn komen nieuwe technieken voor opsporing en winning in aanmerking; deze kunnen niet alleen invloed hebben op de omvang van de economisch winbare reserves, maar ook op de winningskosten.
- De vraag naar energiedragers op wereldschaal is moeilijk te schatten; op langere termijn neemt de onzekerheid in de vraagramingen sterk toe.
- De broeikasproblematiek, in belangrijke mate het gevolg van verbranding van fossiele brandstoffen (CO₂), kan grote implicaties hebben voor het energiebeleid en voor de inzet van o.a. aardgas.

Energieprijsscenario's vormen vaak een afspiegeling van heersende energieprijzen. Als de energieprijzen laag zijn, zijn de geprojecteerde energieprijzen meestal ook laag. Het omgekeerde deed zich rond 1980 voor bij hoge energieprijzen. Bij een combinatie van enerzijds een gunstige ontwikkeling van winningstechnieken en economisch winbare olie- en aardgasreserves, en anderzijds een lage groei van het wereldenergieverbruik, kunnen de energieprijzen lange tijd min of meer stabiel blijven. In het algemeen zullen de olie- en gasprijzen echter stijgen onder invloed van uitputting van relatief goedkope reserves. Ook zijn aardgastransportkosten vanuit ver verwijderde locaties veel hoger dan de huidige transportkosten.

Voor de periode tot 2040 wordt met meevallende en tegenvallende factoren rekening gehouden. Aangenomen wordt dat op termijn prijsverhogende factoren overheersen. Het tempo waarin de aardgasprijs stijgt, markeert het verschil tussen een 'laag' en een 'hoog' aardgasprijspad. Een premisse is ook dat de aardgasprijs in 2040 zijn maximum bereikt. Het niveau van energieprijzen in de verre toekomst blijft onzeker. Door extreem hoge en lage prijzen te kiezen zou elke onzekerheid worden afgedekt, maar zouden de resultaten van de berekeningen geen praktische waarde meer hebben.

De aardgasprijsniveaus zijn gebaseerd op een recente studie van ECN-Beleidsstudies in opdracht van het Ministerie van VROM [3], waarin voorraden en prijzen van fossiele energiedragers zijn uitgezet tegen scenario's van het zogenoemde Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Figuur 3.1 geeft een beeld van mogelijke grootverbruikersprijzen voor aardgas. Om deze aardgasprijzen in perspectief te plaatsen is in bijlage A het effect van een koolstofheffing op de aardgasprijs berekend. Hierbij is verondersteld dat de prijs van kolen zodanig wordt belast dat in

het jaar 2015 CO₂-verwijdering en -opberging in een uitgeput aardgasveld bij een KV-STEg (Kolen Vergassing-STEg) economisch rendabel is.



Figuur 3.1 Lange termijn aardgasrijzen voor grootverbruikers

De benodigde koolstofheffing om CO₂-verwijdering bij een KV-STEg economisch rendabel te maken is omgerekend naar aardgas, en bedraagt 5,7 ct/m³ (*f* 1,80/GJ). De huidige gasprijs (inclusief een beperkte milieuheffing) voor grootverbruikers bedraagt ca. 20 ct/m³ (*f* 6/GJ). Ten opzichte van de prijsband in 2015 (figuur 3.1) betekent een koolstofheffing van 5,7 ct/m³ een opslag van 20 tot 25% (vergelijk figuur A.1 in bijlage A).

3.2 Gasgestookte STEg (referentie)

De referentie industriële warmte/kracht-installatie is een gasgestookte STEg van 250 MW_e (bij condensatiebedrijf), die middendruk stoom van ca. 25 bar levert, met als alternatief een stoomketel [4] [5] (tabel 3.1).

Bij de data van de STEg worden de volgende kanttekeningen geplaatst:

- Het vollast rendement wordt geschat op 60%. Een hogere gasturbine-inlaattemperatuur en getrapte verbranding ('staged combustion') kunnen het STEg-rendement flink opvoeren (maximum rendement 1995: 55%).
- Onderhouds- en bedieningskosten van een STEg zijn (als vaste kosten) ca. *f* 42/kW_e per jaar; hier is gerekend met een opsplitsing in vaste en variabele kosten conform ervaringscijfers van Sep-deelnemers [5].
- Uitgangspunt is levering van zoveel mogelijk middendruk stoom in basislast gedurende de gehele exploitatieperiode (25 jaar).

Tabel 3.1 *Karakteristieken gasgestookte industriële warmte/krachtinstallatie en stoomketel (startjaar 2015)*

	STEG	Stoomketel
Vollastrendement condensatiebedrijf	60%	-
Rendement warmte/krachtbedrijf:		
- η_e	50%	-
- η_w	30% ¹	90%
Investeringskosten	f 1600/kW _e	f 160/kW _{th}
Kosten onderhoud en bediening:		
- vast	f 17,50/kW _e	f 6/kW _{th}
- variabel	0,35 ct/kWh	

¹ Voornamelijk middendruk stoom van ca. 25 bar.

Bronnen: [4,5].

Voor alle vormen van elektriciteitsopwekking zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- economische levensduur 25 jaar;
- belastingfactor 80%, op grond van 10% niet-beschikbaarheid en 10% terugregelen in verband met 'load management' (nachtdal).

Deze keuzes worden voor de HTR-concepten nader toegelicht in § 3.3.

Bijlage B geeft een beschrijving van een vergelijkbare gasgestookte STEG voor levering van warmte en CO₂ aan een glastuinbouwgebied, alsmede een analyse van de maximale investeringskosten van HTR-concepten.

3.3 Te evalueren HTR-concepten

3.3.1 Algemeen

In § 2.1 zijn drie HTR-concepten genoemd. Twee 'Peu à Peu' concepten zijn geselecteerd: een 80 MW_{th} versie (PAP-80) en een 20 MW_{th} versie (PAP-20), alsmede een daarvan afgeleide 40 MW_{th} versie [1] [2] (tabel 3.2). De laatste variant, PAP-40 genoemd, heeft een tweemaal zo groot vermogen bij een gehalveerde cyclusduur (opbrand: 107 MW_{d_{th}}/kg U).

Warmte/kracht-eenheden bestaan in het algemeen uit meerdere HTR-modules. Het conventionele deel kan bestaan uit een indirecte heliumcyclus met een 'bottoming' water/stoom cyclus; het netto rendement bedraagt dan 46,3% volgens [6]. Zo'n configuratie maakt levering van middendruk stoom mogelijk, zoals ook bij de referentie STEG (§ 3.2).

Bij het PAP-20 concept was een directe gasturbinecyclus voorzien. Bij PAP-80 (hoge heliuminlaattemperatuur, zie tabel 3.2) was gerekend met een water-/stoomcyclus. Hier wordt voor alle concepten uitgegaan van een indirecte heliumcyclus met 'bottoming' water/stoom-cyclus. Vergelijking

met een STEG is zinvol als het vermogen van de module enigszins vergelijkbaar is met dat van een STEG (§ 3.2). Dit maakt opschaling van de concepten nodig binnen de veiligheidsdoelstellingen (zie ook § 2.1).

Tabel 3.2 *Karakteristieken te evalueren HTR-concepten*

	Eenheid	PAP-80	PAP-40	PAP-20
Vermogen	[MW _{th}]	80	40	20
Druk primair systeem	[MPa]	4	5	5
Splijfstof per element	[g U/kogel]	7	12	12
Verrijkingsgraad	[% ²³⁵ U]	15 ¹	20 ¹	20 ¹
Helium temperatuur:				
- in	[°C]	250	550	550
- uit	[°C]	700	750	750
Opbrand:				
- gemiddeld	[MW _{d,th} /kgHM]	86 ²	107	107
- maximum	[MW _{d,th} /kgHM]	124	157	157
Cyclusduur	[vollastjaar]	1,88 ³	9,45	18,9
Vollastrendement ⁴ [6]	[%]	46,3	46,3	46,3

¹ Verrijkingsgraad eerste kern 8,3% bij PAP-80, 10% bij PAP-40 en PAP-20.

² Oorspronkelijk berekend als 73 MW_{d,th}/kgHM, met optioneel 15% besparing op uranium door hergebruik van laatst toegevoerde splijstofelementen [1].

³ Overeenkomend met 688 vollastdagen.

⁴ Bij condensatiebedrijf; voor rendement warmte/kracht-bedrijf zie hoofdstuk 4.

Bronnen: [1,2,6].

3.3.2 Levensduur en belastingfactor

Voor de aardgasgestookte warmte/kracht-eenheid is een economische levensduur van 25 jaar en een belastingfactor van 80% verondersteld. Dezelfde uitgangspunten worden gehanteerd voor de HTR-concepten:

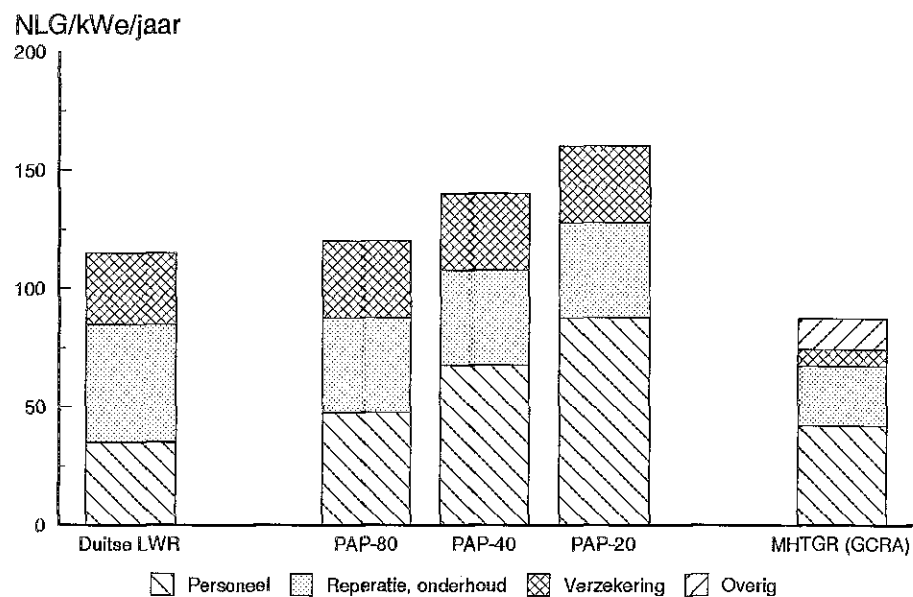
- Het PAP-20 concept kent een cyclusduur van 18,9 vollastjaar, wat bij een belastingfactor van 80% overeenkomt met een levensduur van 23,5 jaar. Uit overwegingen van vergelijkbaarheid is in het algemeen gerekend met een economische levensduur van 25 jaar, waarbij de levensduur van PAP-20 en PAP-40 is afgerond op 24 jaar.
- Als het HTR-concept het ontwikkelings- en demonstratietraject doorloopt, worden technische knelpunten, die de beschikbaarheid negatief beïnvloeden, opgespoord en verholpen. De eenvoudige splijstoftoevoer staat een belastingfactor van 80% niet in de weg.
- Bij twee van de te evalueren HTR-concepten is de cyclusduur zeer lang, zodat splijstofwisseling de beschikbaarheid niet (PAP-20) of nauwelijks (PAP-40) beïnvloedt. Bij de HTR-concepten vervalt het systeem van circulatie van splijstofelementen, dat gevoelig is voor storingen.
- Een economische levensduur van 25 jaar laat een hoge belastingfactor toe, zonder bijzondere eisen aan de levensduur van nucleaire en

conventionele systemen en/of componenten; LWR's worden zelfs in de regel ontworpen voor een technische levensduur van 40 jaar.

3.3.3 Onderhouds- en bedieningskosten

De kosten van onderhoud en bediening (o&b) van kerncentrales lopen sterk uiteen, zoals o.a. blijkt uit [4]. In de VS heeft 'post-TMI' regelgeving 'retrofitting' en extra personeelsinzet nodig gemaakt. De o&b-kosten in de VS zijn gemiddeld \$90/kW_e per jaar [7], ofwel ca. f 160/kW_e per jaar. In Duitsland zijn deze ca. f 120/kW_e per jaar voor een 1000 MW_e LWR [8]. De ervaring met HTR's (Fort St. Vrain, THTR-300) is beperkt. Naarmate het ontwerp meer afwijkt van bestaande reactoren en het vermogen kleiner is, neemt de onzekerheid toe. Dit geldt juist voor de HTR-concepten.

De o&b-kosten van Duitse LWR's met een vermogen van 1000 MW_e zijn globaal bekend. De Amerikaanse GCRA (Gas-Cooled Reactor Associates) - een organisatie van bedrijven die betrokken zijn bij de ontwikkeling van de Amerikaanse MHTGR - heeft in 1993 o.a. de o&b-kosten van de MHTGR geschat [9]. Met deze twee data als achtergrond worden in figuur 3.2 schattingen gegeven van o&b-kosten van de te evalueren HTR-concepten.



Figuur 3.3 Onderhouds- en bedieningskosten van HTR-concepten, vergeleken met een Duitse LWR en een Amerikaanse MHTGR

Hierbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd [4]:

- Bij HTR's is per kW_e geïnstalleerd vermogen meer personeel nodig dan middelgrote LWR's (1000 MW_e).
- Reparatie- en onderhoudskosten van HTR's zijn lager dan van LWR's.
- Verzekeringskosten van HTR's zijn gelijk aan die van LWR's (zie [4]).

De o&b-kosten van een MHTGR (figuur 3.3, meest rechtse balk) conform GCRA [10] worden niet als representatief beschouwd. Aangenomen wordt dat de o&b-kosten afnemen met het vermogen: f 160/kW_e per jaar voor

PAP-20 en f 120/kW_e per jaar voor PAP-80. Ter indicatie: f 140/kW_e per jaar komt overeen met 2 ct/kWh bij een belastingfactor van 80%.

3.3.4 Spleijstofcycluskosten

Keuze spleijstofcyclus

De referentie is de 'once through' uraniumcyclus (20% ²³⁵U). Een andere optie is opwerking, analoog aan de praktijk bij LWR's. Opwerking van LWR-spleijstof (Cap la Hague, Sellafield) biedt bij lage uraniumprijzen geen economisch voordeel ten opzichte van 'once through'. Recentelijk zijn opwerkingscontracten van Duitse kerncentrales geannuleerd [10]. Bij de HTR kan ook een cyclus met thorium en hoogverrijkt ²³⁵U worden toegepast; thorium wordt door neutronenvangst omgezet in ²³³U, en vervolgens voor een deel verspleten. Ook hierbij is weer een keuze mogelijk tussen 'once through' en opwerking. Er zijn dan ook vier cycli mogelijk. De 'once through' uraniumcyclus is min of meer standaard:

- Met opwerking van spleijstof van HTR's bestaat niet of nauwelijks ervaring. Het spleijstofontwerp ('Triso-coated particles', fijnverdeeld over een grafietmatrix) maakt opwerking relatief duur.
- Het gebruik van thorium in combinatie met (hoog-)verrijkt uranium is weinig gebruikelijk: deze cyclus is bekend van de in de tachtiger jaren geëxploiteerde THTR-300 en van een enkele zwaarwater-gemodereerde reactor in India. Opwerking van thorium/(hoog-)verrijkt uranium spleijstof is duurder dan van HTR-spleijstof op basis van uranium.
- Hoogverrijkt uranium wordt uit proliferatieoogpunt gemeden; een tussenoplossing is toepassing van zogenoemd 'gedenatureerd' uranium.

Toch verdienen andere cycli dan de 'once through' uraniumcyclus aandacht. Niet alleen leiden deze tot besparing op uranium, maar ook worden minder actiniden (plutonium, americium) gevormd. Dit geldt voor de thorium/uraniumcyclus, al dan niet in combinatie met opwerking. Omdat andere cycli diverse voordelen kunnen bieden, waaronder ook economische, is aan het eind van deze paragraaf een gevoeligheidsanalyse gedaan, waarbij de cyclus 'once through' op basis van thorium centraal staat. Dit geeft een indruk van de wijzigingen in de kostencomponenten van de spleijstofcyclus als gevolg van substitutie van uranium door thorium.

'Front end' kosten

In een eerdere studie naar de economie van de modulaire HTR [4] zijn de 'front end' kosten geraamd; tabel 3.3 geeft de relevante kostengegevens.

Tabel 3.3 'Front end' kosten voor een modulaire HTR

	Eenheid	Laag prijspad	Hoog prijspad
Natuurlijk uranium	[\$/kgU in 2010]	40	80
	[stijging in %/jaar]	1,5	1,5
Conversie	[\$/kgU]	8	8
Verrijking	[\$/SWU]	95	95
Splijtstoffabricage	[\$/kgU]	4.400	4.400

Bron: [4]

Evenals voor aardgas wordt gerekend met twee prijsniveaus en met stabilisatie van de uraniumprijs in 2040 (zuiniger gebruik van uranium). In 2040 is de uraniumprijs \$62/kgU of \$125/kgU. De kosten van splijtstoffabricage zijn ontleend aan een GCRA-rapport [10]. Uit [11] blijkt dat de kosten van 'Triso-coated particles' overheersen. Daarom is geen 'toeslag' voor het Duitse ten opzichte van het Amerikaanse splijtstofontwerp in rekening gebracht. De 'front end' kosten zijn 1,6-1,7 ct/kWh bij een lage uraniumprijs en 1,9-2,0 ct/kWh bij een hoge uraniumprijs; deze kosten gelden voor alle beschouwde concepten, in het referentiejaar 2015.

'Back end' kosten

Het Duitse splijtstofontwerp levert een relatief groot volume afgewerkte splijtstof op. De splijtstofelementen moeten worden verpakt, getransporteerd en opgeslagen/opgeborgen. Hier wordt, zoals in een eerdere studie [4], aangenomen dat geologische opberging op termijn mogelijk is. De kosten daarvan hebben betrekking op Gorleben, de mijn die is bestemd voor opberging van het Duitse radioactief afval. Hierbij gaat het om niet-terughaalbare opberging. De Nederlandse overheid heeft een voorkeur voor terughaalbare opberging. Dit zou een significante kostenverhoging met zich mee kunnen brengen. In Nederland is het verwachte opgestelde nucleaire vermogen ook van invloed op de opbergkosten. De opbergkosten in Duitsland (Gorleben) zijn nog niet precies bekend. Hier wordt gerefereerd aan - relatief conservatieve - kostenschattingen voor 'Gorleben' [12].

Tabel 3.4 geeft globale 'back end' kosten voor de HTR-concepten met 'tijdsvoorkeur' (discontovoet 5%) [12] [13] [14] [15] [16].

Tabel 3.4 'Back end' kosten (discontovoet 5%) voor PAP-20, PAP-40 en PAP-80 multi-module installaties van 540 MW_{th} (250 MW_e)

	KSA ¹		Totale 'back end' kosten	
	[m ³ /jaar ²]	[400 l vaten per jaar]	[miljoen NLG per jaar]	[ct/kWh]
PAP-80	58,2	145,5	103	2,7
PAP-40	27,3	68,2	250	1,0
PAP-20	27,3	68,2	180	0,75

¹ KSA = Kern Splijtings Afval.

² Netto inhoud van 400 l canisters voor eindopberging [14].

Bronnen: [12-16]

Bij 'back end' kosten gaat het in geval van de 'once through' cyclus om:

- kosten van verpakking;
- transportkosten;
- kosten van eventuele interimopslag en van geologische opberging.

De opbergkosten zijn verreweg het hoogst. Ook zijn de 'back end' kosten van afgewerkte splijtstof veel hoger dan die van laag- en middel-actief vast afval. Het volume van het laatstgenoemde afval is ontleend aan [14]. HTR-splijtstof wordt verpakt in grote canisters voor transport en interimopslag, die 15-18 maal zoveel splijtstofelementen kunnen bevatten als Castor-canisters voor LWR-splijtstof [13,14]. De kosten van dit type canister zijn afgeleid van die van de Castor-canister [15]. De opbergkosten zijn gebaseerd op een recente internationale studie van UNIPEDE [16].

Zeer hoge 'back end' kosten van 2,7 ct/kWh komen voor bij PAP-80, als gevolg van een lage opbrand en een geringe splijtstofbelading per element. Bij PAP-20 zijn de 'back end' kosten ca. 0,75 ct/kWh (disconterings-effect ongeveer 50%), bij PAP-40 ca. 1 ct/kWh (disconterings-effect ca. 35%).

Gevoeligheidsanalyse

De gevoeligheidsanalyse betreft, zoals eerder is aangegeven, een 'once through' cyclus op basis van thorium met hoogverrijkt uranium (93% ²³⁵U). In [17] wordt deze cyclus uitgewerkt, waarbij een vermogen van 40 MW_{th} en een cyclusduur van 20 jaar zijn gekozen. Het blijkt dat met thorium en hoogverrijkt uranium ongeveer het dubbele vermogen bij gelijke cyclusduur kan worden gerealiseerd ten opzichte van het PAP-20 concept.

Hier is de afgeleide PAP-40 versie - gehalveerde cyclusduur, ongeveer 9,5 vollastjaar, vermogen 40 MW_{th} - als uitgangspunt gekozen (tabel 3.5).

Tabel 3.5 Karakteristieken PAP-80 concept op basis van thorium/uranium vergeleken met PAP-40 op basis van uranium

	Eenheid	PAP-40 uranium	PAP-80 uranium/thorium
Vermogen	[MW _{th}]	40	80
Druk primair systeem	[MPa]	5	5
Splijstof per element	[g HM/kogel]	12	16,5
Verrijkingsgraad	[% ²³⁵ U]	20	25,1 ¹
Helium temperatuur:			
- in	[°C]	550	550
- uit	[°C]	750	750
Opbrand:	[MWd _{th} /kgHM]	107	165
- gemiddeld			
- maximum	[MWd _{th} /kgHM]	157	239
Cyclusduur	[vollastjaar]	9,45	10 ²
Vollastrendement ³	[%]	46,3	46,3

¹ Verrijkingsgraad eerste kern 8,6%; in evenwicht 25,1% ²³⁵U.

² Gehalveerde cyclus van 20 jaar (voor een 20 MW_{th} PAP op basis van thorium).

³ Bij condensatiebedrijf; voor rendement warmte/kracht-bedrijf zie hoofdstuk 4.

Bronnen: [2,17].

Een hoge opbrand en hoge splijstofbelading per element leiden tot relatief lage 'front end' kosten (1,3-1,5 ct/kWh) en eveneens relatief lage 'back end' kosten (0,5 ct/kWh). Figuur 3.4 in de hierna volgende samenvatting (§ 3.3.6) geeft een integrale vergelijking met de overige HTR-concepten.

3.3.5 Kosten van ontmanteling

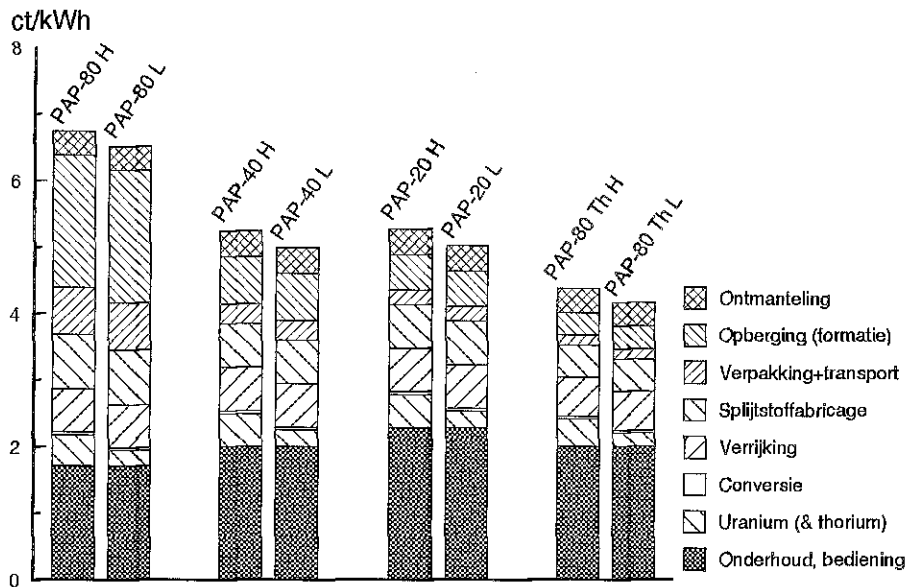
De ontmantelingskosten van een modulaire HTR zijn geschat in [4]. Daarbij is gerefereerd aan een kostenschatting voor een multi-module installatie volgens het Duitse HTR-M ontwerp (Siemens) [18]. Hier gaat het om HTR-concepten met een beperkt vermogen per module. Daarom is hier dezelfde waarde van f 1200/kW_e voor de multi-module HTR-M gebruikt (discontering over 25 jaar leidt tot een initiële reservering van f 350/kW_e).

3.3.6 Samenvatting

Twee HTR-concepten uit de literatuur en één gepostuleerd concept zijn gekozen voor evaluatie van de 'once through' uraniumcyclus. Daarnaast is een HTR-concept op basis van de thorium/uraniumcyclus in de evaluatie betrokken. Het vermogen varieert van 20 tot 80 MW_{th} per module en de effectieve cyclusduur van ruim 2 jaar tot ca. 25 jaar. Evenals bij de

gasgestookte STEG wordt een gemiddelde belastingfactor van 80% verondersteld (vereenvoudigde splijtstoftoevoer ten opzichte de HTR-M).

Figuur 3.4 geeft een overzicht van de kosten van onderhoud en bediening, de splijtstofcyclus en ontmanteling voor de beschouwde HTR-concepten.



Figuur 3.4 *Kosten van onderhoud en bediening, splijtstofcyclus en ontmanteling voor HTR-concepten met 'once through' uraniumcyclus en dito thorium/uraniumcyclus (jaar 2015)*

Noot: L = lage uraniumprijs, H = hoge uraniumprijs,; Th = thorium.

De kosten van onderhoud en bediening zijn moeilijk te schatten, zolang het opschalingspotentieel niet is onderzocht. Vanwege deze onzekerheid zijn de o&b-kosten ongeveer gelijk verondersteld aan die van een relatief grote modulaire HTR (450 MW_{th}). De o&b-kosten zijn in de regel 2 ct/kWh.

De splijtstofcycluskosten vallen uiteen in 'front end' en 'back end' kosten. De kosten van ontmanteling zijn, op basis van een raming voor een multi-module HTR-M, geschat op f 1200/kW_e (ca. f 350/kW_e in het jaar 'nul').

Het blijkt dat de PAP-80 erg hoge 'back end' kosten heeft. De gesommende kosten voor PAP-20 en PAP-40 zijn nagenoeg gelijk. De laagste kosten komen voor bij de thorium/uraniumcyclus (93% ²³⁵U), door een hoge opbrand en een hoge splijtstofbelading per element. Gebruik van hoogverrijkt uranium wordt gemeden uit oogpunt van proliferatie. Daarom zal gedenatureerd in plaats van 93% verrijkt uranium de voorkeur hebben.

4. RESULTATEN

Hoofdstuk 3 geeft de randvoorwaarden voor de economische evaluatie. Hier worden de meest relevante energiekennijfers voor de gasgestookte STEG gerecapituleerd en voor de HTR-concepten gepresenteerd (tabel 4.1).

Tabel 4.1 *Energiekennijfers STEG en HTR-concept voor industriële w/k*

	Eenheid	STEG	HTR
Geïnstalleerd vermogen	[MW _e]	250	185,2 ¹
Maximum thermisch vermogen	[MW _{th}]	125	125
Vollast rendement	[%]	60	46,3
Rendement w/k-bedrijf			
- η_e	[%]	50	35,9
- η_w	[%]	30	31,3
Totaal gemiddeld rendement ²	[%]	80	67,2

¹ Uitgaande van 4 modules van 100 MW_{th} (400 MW_{th}).

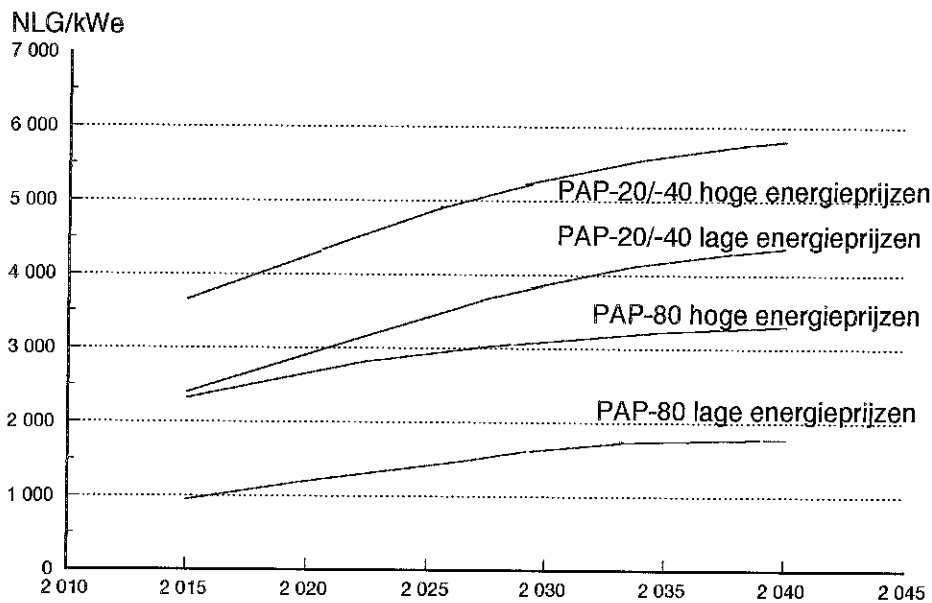
² Jaargemiddelde rendement bij belastingfactor 80% (10% niet-beschikbaarheid).

De vergoeding voor geleverde stoom volgt uit de aardgasprijs en de data voor stoomketels (tabel 3.1). Met dezelfde aardgasprijzen en de data voor de STEG voor industriële warmte/kracht worden de kosten van elektriciteit berekend voor de periode 2015-2040 en voor beide aardgasprijspaden.

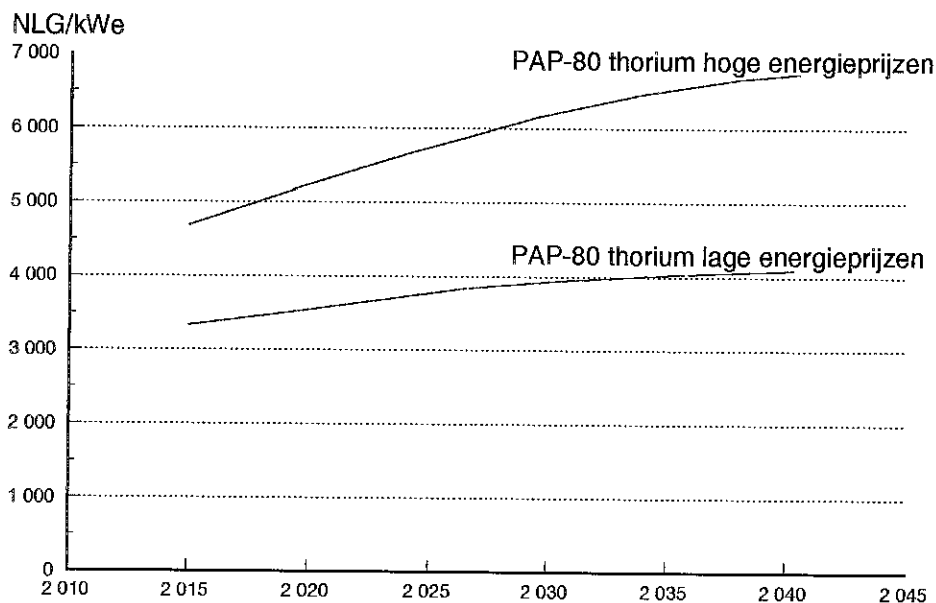
De maximale HTR-investeringskosten zijn te berekenen uit de kosten van onderhoud en bediening, splijtstofcyclus en ontmanteling (§ 3.3) per concept, en de vergoeding voor stoom (separate stoomopwekking) en voor elektriciteit van een STEG (na verrekening van geleverde stoom). Voor de periode 2015-2040 worden zo per HTR-concept discrete waarden van de maximale investeringskosten gegenereerd (vergeleken met de STEG).

Voor de drie HTR-concepten op basis van de uraniumcyclus ('once through') worden in figuur 4.1 de maximale investeringskosten gegeven bij lage en hoge aardgas-/uraniumprijzen. PAP-80 met korte cyclusduur (effectief ruim 2 jaar) geeft geen economisch aanvaardbare resultaten. Dit hangt samen met hoge 'back end' kosten als gevolg van een matige opbrand en een lage splijtstofbelading per splijtstofelement. De curves voor PAP-20 (cyclus 24 jaar) en PAP-40 (cyclus 12 jaar) vallen samen. De hogere 'back end' kosten (geringer effect van discontering) van PAP-40 worden gecompenseerd door lagere onderhouds- en bedieningskosten. Het meest economische concept met uraniumcyclus is PAP-40 (vermogen van 40 MW_{th}, cyclus ca. 12 jaar), omdat de maximale investeringskosten voor dit concept gemakkelijker zijn te halen dan voor PAP-20.

Figuur 4.2 geeft gelijksoortige resultaten voor de thorium/uraniumcyclus. Hierbij zijn hogere investeringskosten mogelijk vanwege de hoge opbrand.



Figuur 4.1 Maximale investeringskosten van HTR-concepten met uraniumcyclus bij lage en hoge aardgas-/uraniumprijzen



Figuur 4.2 Maximale investeringskosten van HTR-concept met thorium-/uraniumcyclus bij lage en hoge aardgas-/uraniumprijzen

Een HTR op basis van de thorium/uraniumcyclus is niet of nauwelijks concurrerend bij lage energieprijzen. Bij hoge energieprijzen kan de thorium/uraniumcyclus vermoedelijk vanaf 2015-2020 concurreren bij maximale investeringen van f 4650/kW_e, oplopend tot f 5250/kW_e. Berekeningen voor warmteleverantie aan de glastuinbouw in bijlage B bevestigen dit beeld. Voor economische concurrentie is opschaling van huidige concepten nodig en demonstratie van het uiteindelijke ontwerp.

5. CONCLUSIES

Vier HTR-concepten gebaseerd op het 'Peu à Peu' (PAP) principe zijn economisch geëvalueerd. De eerste drie betreffen HTR-concepten met een cyclusduur van ca. 2 tot ca. 20 jaar en een thermisch vermogen van 80 MW_{th} tot 20 MW_{th}. Deze drie HTR-concepten gebruiken verrijkt uranium (15-20% ²³⁵U) in een 'once through' cyclus. Het laatste concept is een HTR met thorium en hoogverrijkt uranium (93% ²³⁵U) als splijtstof.

De HTR kan worden ingezet voor industriële warmte/kracht, in concurrentie met een aardgasgestookte STEG. Daarbij zijn aannames gedaan omtrent:

- kostenparameters van STEG en alternatief te gebruiken stoomketel;
- aardgasprijzen voor de periode 2015-2040 (hoge en lage prijsspaden);
- technische parameters HTR-concepten;
- kosten onderhoud en bediening, splijtstofcycluskosten en kosten van ontmanteling van HTR-concepten.

De laatstgenoemde kosten zijn voor elk concept en voor de gehele periode 2015-2040 berekend, rekening houdend met hoge en lage uraniumprijzen. Met deze gegevens kunnen de maximale investeringskosten voor elk HTR-concept over de periode 2015-2040 worden berekend.

De verschillen in de 'front end' splijtstofcycluskosten zijn voor de HTR-concepten met uranium als brandstof niet significant. De 'back-end' kosten zijn het laagst voor de variant met de langste cyclusduur (≈ 20 jaar). Hoge opbrand en hoge splijtstofbelading per splijtstofelement (grafietkogel) blijken de verklarende factoren te zijn. Een 'tussenvariant' met een cyclusduur van 10 jaar en een tweemaal zo groot vermogen (40 MW_{th} in plaats van 20 MW_{th}) heeft weliswaar iets hogere 'back end' kosten (het disconterings-effect is minder groot), maar dat wordt nagenoeg volledig gecompenseerd door lager veronderstelde onderhouds- en bedieningskosten (*f* 120/kW_e per jaar in plaats van *f* 140/kW_e per jaar). De variant met thorium/uraniumcyclus heeft nog lagere 'front end' en 'back end' kosten als gevolg van een zeer hoge opbrand.

Bij berekening van de investeringskosten in concurrentie met een gasgestookte STEG blijkt economische concurrentie bij lage aardgasprijzen (50% boven het huidige niveau) niet of nauwelijks mogelijk. De HTR met thorium/uraniumcyclus zou bij investeringskosten, inclusief bouwrente, van *f* 4650-5250/kW_e, kunnen concurreren met een gasgestookte STEG, mits de gasprijs in reële termen flink stijgt. Naar verwachting kan deze situatie zich rond 2015-2020 voordoen. De beschouwde HTR variant is namelijk gekenmerkt door een zeer hoge opbrand en daarmee lage splijtstofcycluskosten. Wél vereist dit opschaling van de huidige concepten en demonstratie van het uiteindelijke ontwerp.

BIJLAGE A. BEREKENING VAN EEN KOOLSTOFHEFFING VOOR AARDGAS

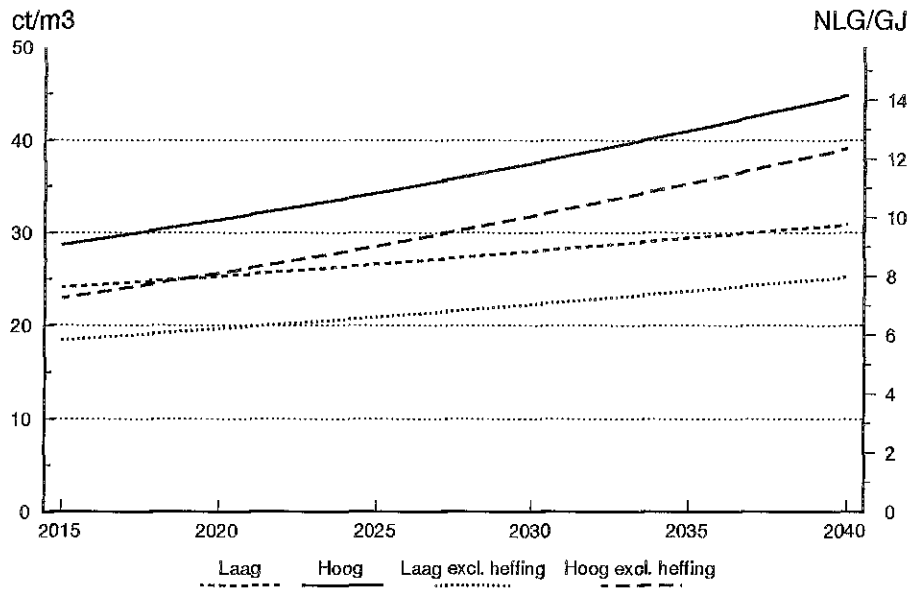
In hoofdstuk 3 zijn hoge en lage aardgasprijzen gepostuleerd. Hier zal ter illustratie een koolstofheffing voor aardgas worden berekend. Uitgangspunt is dat de prijs van kolen zodanig wordt belast met een heffing dat CO₂-verwijdering en -opberging in een uitgeput aardgasveld lonend wordt. Aangenomen is dat de kolenprijs exclusief heffing f 80/ton bedraagt (onderste verbrandingswaarde 26,4 GJ/ton). De koolstofheffing voor kolen is gebaseerd op de aannames voor een KV-STEG (Kolen Vergassing-STEG) eenheid, ontleend aan een recente ECN-studie [19] (tabel A.1).

Tabel A.1 *Data KV-STEG in het jaar 2015*

	Eenheid	KV-STEG	KV-STEG met CO ₂ -verwijdering
Rendement	[%]	51	45,5
Investeringskosten	[f /kW _e]	2800	4150
O&B kosten:			
- vast	[f /kW _e /j]	65	90
- variabel	[ct/kWh]	0,23	0,27
Economische levensduur	[jaar]	25	25
Opwekkingskosten	[ct/kWh]	6,4	8,5

Op basis van de aannames in tabel A.1 kan een verschil in elektriciteitsproductiekosten van ca. 2,1 ct/kWh worden becijferd. De productiekosten zouden gelijk worden, namelijk beide 8,5 ct/kWh, als voor de KV-STEG zonder CO₂-verwijdering een koolstofheffing van f 80/ton kolen zou worden toegepast. Dit komt overeen met een heffing van ca. f 32 per ton CO₂. Een evenredige heffing op aardgas zou 5,7 ct/m³ zijn (f 1,80/GJ).

In figuur A.1 is ter illustratie het effect van een dergelijke heffing op de hoge en lage aardgasprijzen van figuur 3.1 (hoofdstuk 3) weergegeven. Hierbij zijn de oorspronkelijke aardgasprijsniveaus van hoofdstuk 3 als vertrekpunt gekozen, maar is verondersteld dat hierin een heffing van 5,7 ct/m³ is begrepen. De resulterende aardgasprijzen exclusief heffing (de netto prijzen voor Gasunie) zijn dan 5,7 ct/m³ lager (figuur A.1)



Figuur A.1 Lange termijn aardgasprices voor grootverbruikers, inclusief en exclusief een koolstofheffing van 5,7 ct/m³ (f 1,80/GJ)

BIJLAGE B. RESULTATEN VOOR WARMTELEVERING AAN GLASTUINBOUW

Het is mogelijk dat HTR's op lange termijn worden ingezet voor warmtelevering aan de glastuinbouw, zoals nu op basis van gasgestookte STEG's gaat plaatsvinden. De eenheids grootte van gasgestookte STEG's voor de glastuinbouw varieert van 67,5 tot 220 MW_e [20] [21]. Hier is de tot nu toe grootste geplande eenheid van 220 MW_e als referentie gekozen, waarbij gerekend is met een relatief hoog vollastrendement van 60% (condensatiebedrijf, 2015). De belangrijkste data van een gasgestookte STEG en een HTR voor levering van warmte aan een glastuinbouwgebied worden gegeven in tabel B.1.

Tabel B.1 *Energiekencijfers STEG en HTR-concept voor warmtelevering aan glastuinbouwgebied*

	Einheid	STEG	HTR
Geïnstalleerd vermogen	[MW _e]	220 ¹	360
Maximum thermisch vermogen	[MW _{th}]	190	200
Vollast rendement	[%]	60	46,3
Rendement w/k-bedrijf	[%]	52,5	40,7
- η_e	[%]	37,5 ²	30,25
- η_w			
Totaal gemiddeld rendement ³	[%]	90	70,95

¹ Dit is het maximale elektrische vermogen met bijstoken in de CO₂-ketel.

² Hiervan is het rendement van warmtelevering 34,5% en het 'equivalente' extra rendement van CO₂-levering ca. 3% (vergeleken met CO₂-dosering met ketel).

³ Jaargemiddelde rendement bij belastingfactor 75% (10% niet-beschikbaarheid).

Evenals bij de vergelijking tussen een STEG en HTR-concepten voor het leveren van stoom aan de industrie is het maximale thermische vermogen globaal gelijk. Toch kan een gasgestookte STEG meer warmte leveren dan een HTR, omdat een STEG tevens CO₂ levert; op deze wijze kan een STEG in ca. 90% van de warmtebehoefte van de tuinders voorzien. Bij toepassing van een HTR zal een deel van de potentieel te leveren warmte door de gasketel worden geleverd, omdat dan tegelijkertijd de geproduceerde CO₂ naar de kassen wordt geleid ('CO₂-bemesting'). Door drie factoren heeft een gasgestookte STEG dan ook een hoger totaal rendement dan een HTR:

- Het vollastrendement (alleen E) bedraagt 60% in plaats van 46,3%.
- De bedrijfstijd van de warmtelevering is hoger dan bij de HTR.
- De geleverde CO₂ (op basis van 14% van de brandstofinzet in een jaar) kan worden gezien als het equivalent van 3% warmtelevering (uitgaande van een standaard ketelrendement van 94%, zoals bij warmtelevering).

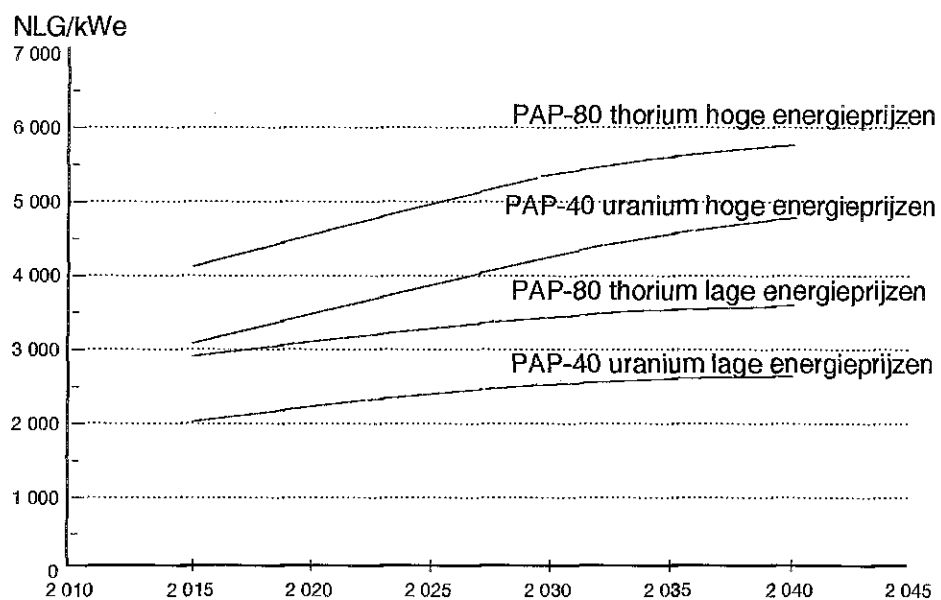
Het totaal rendement van een STEG zou, indien CO₂ als warmte werd beschouwd, 90% zijn (een wat geflatteerd cijfer). Het totaal rendement van de HTR is met 71% beduidend lager. Voor de economische uitgangspunten wat betreft de STEG, de HTR en de ketel wordt verwezen naar tabel B.2.

Tabel B.2 *Economische kencijfers STEG, HTR en ketel glastuinbouw*

	Eenheid	STEG	HTR	Ketel
Investeringskosten				
- w/k-centrale	[f/kW _e]	1740	- ¹	-
- warmtetransportleiding	[f/kW _e]	200	285	-
- hulpketels	[f/kW _e]	260	360	-
- totaal	[f/kW _e of kW _{th}]	2200	-	120
Onderhoud en bediening				
- vast	[f/kW/j]	24	140	1,7
- variabel	[ct/kWh]	0,35	-	-

De STEG heeft hogere investeringskosten (f 1740/kW_e) dan bij levering van stoom aan de industrie (f 1600/kW_e), omdat er additionele kosten zijn van een CO₂-ketel en een CO₂-transportleiding. Voor de HTR zijn de kosten van de warmtetransportleiding en de hulpketels van dezelfde orde van grootte als voor de STEG, maar hoger per kW_e geïnstalleerd. De twee HTR-concepten die hier worden beschouwd, zijn de 40 MW_{th} PAP-40 (uranium) en de 80 MW_{th} PAP-80 met 'once-through' thorium-/uraniumcyclus.

Figuur B.1 geeft de maximale investeringskosten voor de HTR-concepten. Het blijkt dat bij de HTR met thorium-/uraniumcyclus hogere investeringskosten mogelijk zijn dan het de HTR met uranium-cyclus. De oorzaak is de hogere opbrand bij de thorium-/uraniumcyclus. Voor beide cycli zijn de maximale investeringskosten lager dan bij industriële warmte/kracht, o.a. door een lagere belastingfactor (75% in plaats van 80%).



Figuur B.1 Maximale investeringskosten van HTR-concepten voor glastuinbouw bij lage en hoge aardgas-/uraniumprijzen

REFERENTIES

- [1] E. Teuchert, H. Gerwin, K.A. Haas: *Simplification of the Pebble Bed High-Temperature Reactor*. International Specialists' Meeting on Potential of Small Nuclear Reactor for Future Clean and Safe Energy Sources, Tokyo, 23-35 oktober 1991.
- [2] E. Teuchert, H. Gerwin e.a.: *Features of passive control of a small pebble bed HTR for gas turbine cycle*. Eight Proceedings of Thermal Hydraulics Division of the ANS, november 1992.
- [3] J.C. Jansen, P. Lako, F.W. Mansvelt Beck, N.H. van der Linden: *Long term prospects for fossil fuel prices*. ECN-C--95-046.
- [4] P. Lako, A. Stoffer, M. Beeldman: *Economics and market potential of the modular High-Temperature Reactor in the Netherlands*. ECN-R--95-012.
- [5] Persoonlijke communicatie H.J. Compter, Sep, 24 mei 1995.
- [6] M. Havermann, H. Barnert, J. Singh: *Thermodynamische optimierung einer HTR-Kombi-Anlage*. Forschungszentrum Jülich, KFA-ISR-IB-5/93, maart 1993.
- [7] *World Nuclear Outlook 1994*. Energy Information Administration, DOE/EIA-0436(94), december 1994, 41.
- [8] J.G. Kim: *Wirtschaftlichkeitsanalyse der in der Bundesrepublik Deutschland gebauten Kernkraftwerke und Vergleich mit Steinkohlekraftwerken*. Proefschrift Universiteit van Essen, februari 1991.
- [9] *Modular High-Temperature Gas-Cooled Reactor Commercialization and Generation Cost Estimates*. Gas-Cooled Reactor Associates, november 1993.
- [10] Nucleonics Week, 5 januari 1995, 1, 10-11.
- [11] E. Teuchert, H.J. Rütten e.a.: *Closed Thorium Cycles in the Pebble Bed HTR*. KFA Jülich, Jül-1569, januari 1979.
- [12] *An international survey of radioactive waste and decommissioning in terms of policy, strategy, finance and public relations*. UNIPED, 01007Ren9327, augustus 1993, E10.
- [13] K. Kugeler, R. Schulten: *Hochtemperaturreaktortechnik*. April 1989, 392 e.v.
- [14] A.J. Neylan, D.A. Dilling, J.M. Cardito: *Environmental aspects of MHTGR operation*. Energy, 1/2, 1991, 42-46.
- [15] D. Faude: *Nuklearer Brennstoffkreislauf*. IKARUS, Teilprojekt 4 'Umwandlungssektor', december 1994, 22.
- [16] I. Hensing, W. Schulz: *Simulation der Entsorgungskosten aus deutscher Sicht*. Atomwirtschaft, februari 1995, 97-102.

- [17] E. Teuchert, K. Haas, Y. Sun, A. Dudkin: *Strikte Ausnutzung der Eigenschaften des Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors*. Monographien des Forschungszentrums Jülich 'Fortschritte in der Energietechnik', herausgegeben von K. Kugeler, H. Neis, G. Ballensiefen, Band 8, 1993.
- [18] *Hochtemperaturreaktor-Modul-Kraftwerksanlage, Vorprojektstudie Leuna-Werke AG, Band 4: Wirtschaftlichkeitsanalyse*. HTR-GmbH, Dezember 1990.
- [19] J.R. Ybema e.a.: *Prospects for energy technologies in the Netherlands*. Volume 2, ECN-C--95-039.
- [20] P.A.M. Latour: *RoCa-3 a green power plant for greenhouses*. Power-Gen Europe '95, 16-18 mei 1995, Amsterdam.
- [21] *RoCa-3, Warmte/kracht in de B-driehoek*. EZH, maart 1995.