

Kalkulation der Errichtungs- Betriebskosten für ein 100 MWe Modul

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Anspruch	2
3. Teil 1: Wirtschaftlichkeit eines SMR-Moduls	3
a. ein Modul à 100 MW	4
b. Beschreibung der Kosten	4
1. Vorgaben:	4
2. Kapital, Investition.....	4
3. Laufender Betrieb	7
4. Kapital- und Betriebskosten.	8
5. Finanzielle Risiken und Chancen	8

1. Einleitung

Anlass für diese Berechnung war die Gelegenheit, sie auf der Pekinger HTR2024 im Oktober 2024 vorzutragen. Hinzu kam die Tatsache, dass immer wieder behauptet wird, die Kernkraft sei viel zu teuer.

Dieser Beitrag stellt die Kosten für Errichtung Finanzierung und Betrieb eines Moduls dar, wie es in China seit 2021 betrieben wird und derzeit in vielfacher Ausführung gebaut wird. Wenn damit eine genügende Stückzahl bei sinkenden Einzelkosten seriengefertigt wird, kann auch die volle Energieversorgung Deutschlands zu wettbewerbsfähigen Gesamtkosten bis 2050 gesichert werden. Dabei würden zunächst alle fossilen Kraftwerke in Deutschland mit SMR anstelle der Verbrennungsöfen ausgestattet. Weitere Module gleicher Art würden verteilt nahe den Verbrauchern aufgebaut.

Eckdaten:

- **Ein Modul à 100 MW**
- **Leistung: 2.000 mal 100 MWe = 200.000 MWe = 200 GWe = 0,2 TWe**
- **Kapazität: 0,2 TWe mal 8.000 Stunden = 1.600 TWhe**
- **Wärme = Leistung → 2,5 mal 200 GWe → 500 GWt**
- **Produktion = Kapazität → 2,5 mal 1.600 TWhe → 4.000 TWht**
- **Bedarf Endenergie 2050: 3.500 TWh (derzeit 2.500 TWh)**

Zunächst wird an einem modularen TRISO HTR mit 100 Megawatt anhand der Kapital- und Betriebskosten der jährliche Aufwand ermittelt. Dieser wird durch die jährlich erzeugte elektrische

Energie dividiert, um den Abgabepreis je Kilowattstunde oder Megawattstunde¹ zu errechnen. Der geschätzte Leser möge beachten, dass wir sowohl die thermische wie auch die elektrische Leistung oder Energie betrachten. Der Unterschied zwischen thermisch und elektrisch resultiert - einfach gesagt - aus dem Wirkungsgrad von Ofen, Turbine und Generator – wir rechnen mit 2,5.

Im zweiten Teil wird als praktische Lösung die Ersatz-Ausstattung aller 460 Fossilkraftwerke in Deutschland mit einheitlichen 100 MW²-Modulen vorgeschlagen. Anhand deren Kosten wird der Gesamtaufwand ermittelt und in Beziehung gesetzt zu der heute bestehenden Planung mit 100 % sog. erneuerbaren Energien (EE).

Schließlich wird der wirkliche Gesamtaufwand ermittelt, wenn man alle vier Sektoren bis 2050 mit gaufreier Kernenergie bedient und dabei einen Anstieg um ca. 1-2 % jährlich unterstellt. Dazu wird der End-Energiebedarf der Bundesrepublik zugrunde gelegt, der 2050 mit ca. 3.500 TWhe bzw. deren Äquivalent in TWh t unterstellt wird.

Das geschieht in einer Zeit, wo die „EE“ vorausgesetzt werden als wesentlicher und sogar einziger Baustein für eine gelingende Energiewende. Kernenergie schließt man dabei aus. In diesem Aufsatz wird Kernenergie jedoch als Alternative dargestellt. Alte Reaktortypen ohne inhärente Sicherheit wie auch Gas-Kraftwerke werden zwar noch als Übergang akzeptiert, aber nicht näher untersucht.

Im Mittelpunkt steht die TRISO-SMR-Technik mit inhärenter Sicherheit. Geldbeträge werden ohne Währung angegeben, beziehen sich auf EURO oder USD 2025. Sie müssen für konkrete Fälle indexiert und adjustiert werden.

2. Anspruch

Es wird ermittelt, mit welchen Kosten eine vollständige Versorgung mit Strom und Wärme zu erreichen ist. Wo es für einzelne Kostenelemente heute noch keine Erfahrungswerte gibt, sind Annahmewerte mit verantwortlichen Schätzungen (educated guesses) die Grundlage.

Die Kenntnis von Reaktortechnik wird vorausgesetzt. Unser Buch „Energiewende – nun aber richtig!“³ mit vielen Dutzend weiterer Literaturquellen kann man bei Bedarf hinzuziehen. Wir wollen belastbare **Aussagen zur Wirtschaftlichkeit** treffen. Dass damit selbst sehr grosse Leistungen aus Modulen an einem Standort zusammengestellt werden, macht die heute noch weltweit verbreitete Technik grosser LWR-Blöcke oft entbehrlich.

Wir gehen davon aus, dass der gesamte Jahresbedarf an Strom (2025: 550 bis 600 TWhe) mit künftigen Steigerungen gedeckt wird. Darüber hinaus wird auch der gesamte Energie-Bedarf für Verkehr, Industrie und Gebäude gedeckt⁴. Dies geschieht teils direkt durch die anfallende Wärme hoher Temperatur, teils auch durch mit dieser Wärme erzeugtem Spirit, Wasserstoff oder andern Trägern.

Natürlich werden **bestehende Anlagen für Sonnen- und Windstrom weiter genutzt**, wo dies wirtschaftlich ist. Deren Kosten werden hier nur pauschal erwähnt, weil die vorliegenden Studien bekannter Institutionen zu unterschiedlich und nicht transparent sind. **Subventionen sind weder er-**

¹ Wir verwenden beide Grössen je nach Zusammenhang um -hoffentlich – die Verstehbarkeit zu erleichtern

² Das sind Module mit ca. 250 MWth, die in der Fachliteratur meist mit dem Entsprechungswert 100 MWel genannt werden.

³ Michael Imhof Verlag ISBN 978-3-7319-1534-8

⁴ Siehe Teil 2 „Gesamtbedarf“

forderlich noch werden sie beantragt oder gewährt. Allenfalls zum Anschub für wenige Jahre kommen sie in Betracht⁵.

Wenn sich herausstellt, dass die Kernenergie **signifikant günstiger ist, soll ihr Anteil auch zu Lasten der anderen Quellen gesteigert werden.**

Exkurs:

Dieser Beitrag stellt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dar, bei der angenommen wird, dass man alle in Deutschland betriebenen Fossil-Kraftwerke anstelle der befeuerten Dampferzeuger mit kerntechnischen HTR-SMR bestücken kann. Der SMR- HTR ist somit definiert als die Kombination eines kerntechnischen Reaktors zur Gewinnung und Übertragung der entstehenden Zerfallswärme auf eine technische Nutzung. Zur Übertragung wird inertes Heliumgas eingesetzt.

Diese Nutzung hat zwei wesentliche Formen:

1. *Die Wärme oberhalb etwa 500 Grad C durch chemische oder andre industrielle Prozesse.*
2. *Die „restliche“ Wärme unterhalb 500 Grad zum Beheizen geeigneter Helium- Dampferzeuger für den Betrieb konventioneller Turbogeneratorsätze zur Stromerzeugung.*

In der ersten Stufe können die in einer Industrieanlage laufenden thermodynamischen und chemischen Prozesse und Parameter der Medien, wie Dampfparameter, Rohrleitungen, Konvektoren, Destillatoren, Cracker und sonstigen Anlagen, weitgehend beibehalten werden. Sollte sich das Helium nicht zum direkten Durchlauf in diesen Anlagen eignen, muss ggf. ein Zwischen-Aggregat eingeschaltet werden. Das Gas kühlt sich dabei auf etwa 500 Grad ab und wird mit dieser Temperatur der zweiten Nutzungsform zugeführt.

Bei der zweiten Stufe durchströmt das nun herabgekühlte Heliumgas einen Dampfkessel und gibt dabei seine Wärme an das schon vorbeheizte Wasser ab. Der SMR-HTR bildet damit das Äquivalent zu den bisher mit fossilen Brennstoffen betriebenen Dampferzeugern (Feuerung + Dampfkessel + Überhitzer + Economiser) z. B. im Kohlekraftwerk. Wegen des dünnflüssigen Heliums müssen wohl die meisten Dampfkessel ausgetauscht werden. Alle Aggregate danach kann meist erhalten und weitergenutzt werden.

Es sei darauf hingewiesen, dass diese Möglichkeit deshalb besteht, weil mit Helium ein Medium aus dem Kernreaktor ausgekoppelt werden kann, das gestattet, die anspruchsvollen Parameter moderner Hochdruckdampfkraftwerke zu treffen. Dies ist beim HTR gegeben.

Im „konventionellen“ Kernkraftwerk KKW ist der Dampferzeuger ein (Wasser/Wasser)-Wärmetauscher, bei dem der Wärmestrom an einen zweiten (Wasser-Dampf)-Kreislauf übertragen wird. Dabei steht der noch immer hochoverhitzte Dampf auch unter hohem Druck. Der Dampf im zweiten Kreislauf steht unter geringerem (jedoch für einen sinnreichen thermodynamischen Prozess ausreichenden) Druck. Der thermodynamische⁶ Wirkungsgrad (Sattdampfturbinen) ist daher per se geringer als beim HTR. Bei diesem aktiviert nämlich ein hochtemperiertes Gas den (Gas/Wasser-)Wärmetauscher. Damit kann der thermodynamische Prozess mit bedeutend höheren Temperaturen T_1 geführt werden. Der Dampferzeuger beim HTR wird (analog zu einem gasbefeuerten Dampferzeuger) mit Überhitzer ausgestattet und kann damit üblichen Hochdruck-Kreisläufen gerecht werden.

Ob man bereits mit Zwischenüberhitzung aufwarten kann, muss noch geprüft werden.

3. Teil 1: Wirtschaftlichkeit eines SMR-Moduls

Der Begriff des SMR wird meist mit Leistungsgrößen bis zu 300 MWe, manchmal auch 400

⁵ Verweis auf den „Rahmenplan“ auf www.gaufrei.de / Kachel Deutschland

⁶ $\eta_{th\ carnot} = (T_1 - T_2) / T_1$ in K (!) für den sekundären Wasserkreislauf. $\eta_{ges.} = \eta_{SMR} * \eta_{ath} * \eta_{KrsLf}$, etc. Aber die Verfügbarkeit ist hoch, und das bringt den Vorteil. Beim Weglassen eines Sekundärkreislaufes und direkter Dampferzeugung im Kernreaktor kann ein etwas höherer Wirkungsgrad erreicht werden.

MWe definiert. Wir nehmen hier die in China bereits erprobte Größe von 100 MWe in den Blick. Die andere Größe - 4 mal 80 MW = 320 MW je Pack, wie von X-Energy in USA verwendet, kann natürlich ebenfalls eingesetzt werden.

Zugrunde liegt eine EXCEL-Berechnung, die auch Variationen erlaubt. Hier sind deren Werte und Ergebnisse verbal wiedergegeben. Die EXCEL-Tabelle ist auf www.gaufrei.de abzurufen.

a. ein Modul à 100 MW

Die Kosten sind unterteilt in

- Planung,
- Errichtung und
- Betrieb.

Maßzahlen für einen Vergleich sind nicht nur die Aufwendungen in diesen Phasen, sondern final die Herstellkosten einer MWhe am Ausgang des Blocktransformators zum Netz. Für die Hochtemperatur-Wärmeenergie (MWht) ist es die Übergabe via He-Gas oder Wasserdampf an den Folgeprozess, z.B. Wasserstoff-Elektrolyse aus Wasser oder Kraftstoff-Hydrierung.

b. Beschreibung der Kosten

1. Vorgaben:

- für ein 100 MWel Modul sind bei 8.000 Jahres-Betriebsstunden 800.000 MWhe Nutzenergie zu erwarten.
- In einer Tonne Natururan oder Thorium (SM)⁷ sind 28,6 Mio. MWht Primär-Energie enthalten. Nach der Erfahrung beim THTR 300 in Hamm kann daraus ein Abbrand von 110.000 MWdt und nach den Zielen von x-energy bis 160.000 MWdt gewonnen werden. Das sind also 2,64 bzw. 3,84 Mio. MWht.
- Bei einem Kraftwerks-Wirkungsgrad von 43% entstehen aus dieser Tonne SM eine Strommenge von 1.135.200 MWhe an Strom. Da die erwartete Jahresarbeit aber nur 800.000 MWhe beträgt, wird dafür nur 0,705 Tonne des SM benötigt.
- Bei einem Marktpreis von 250.000,- pro Tonne yellow cake wird also Schwermetall im Jahr für **etwa 176.200,-** verbraucht.

2. Kapital, Investition⁸

1.. Planung:

für diese Phase werden 5 Jahre veranschlagt, die insgesamt **Kosten von 26 Mio.** erfordern

2.. Errichtung, diese benötigt 3 Jahre und unterteilt sich in:

- a. Reaktordruckbehälter (Core), Containment und Kugelkreislauf mit **zusammen 90 Mio.**
- b. Die Dampferzeugung durch einen Helium-geeigneten Wärmetauscher **kostet 50 Mio.**
- c. Die Stromerzeugung durch Umbau oder Ersatz des vorhandenen Turbo-Generatorsatzes wird **mit 20 Mio.** veranschlagt.

⁷ SM = Schwermetall d.h. Thorium oder Uran, beide werden hier als gleichpreisig angenommen

⁸ Den Zahlen liegen detaillierte Kalkulationen in Tabellenform zugrunde, die hier nicht dargestellt werden können

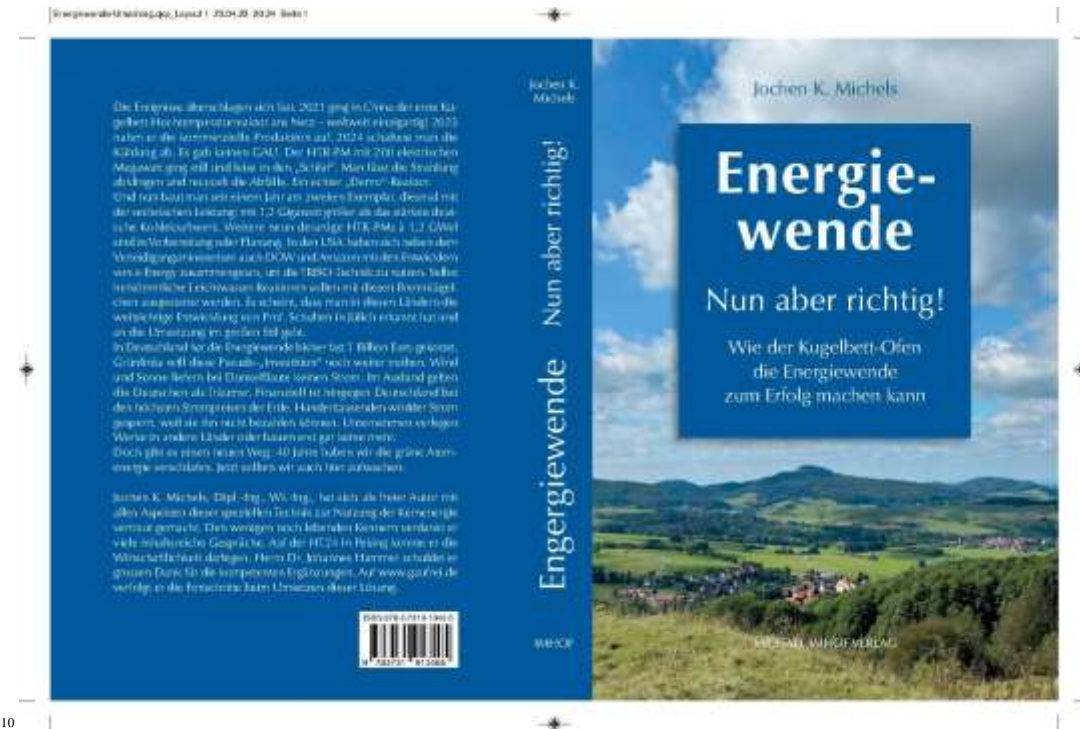
d. Zum Anschluss ans Stromnetz **werden 6 Mio.** vorgesehen

Als Systeme zur Sicherung sind insgesamt rund **50 Mio.** eingeplant. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass diese überall dort wegfallen, wo es keine entsprechenden Risiken gibt.⁹ Laut Westinghouse entfallen bei heutigen LWR bis zu 70% der Errichtungskosten auf die Sicherheitseinrichtungen. Selbst wenn man nur 50% annimmt, würden TRISO-Reaktoren eher bei 200 Mio. je MW liegen. Mit kaufmännischer Vorsicht bleiben wir bei 300 Mio. In der folgenden Tabelle sind einige der entbehrlichen Sicherheitseinrichtungen aufgeführt. Diese Liste muss jedoch überprüft und vervollständigt werden.

Sicherheits-Einrichtungen aus dem Buch “Energiewende – nun aber richtig!”¹⁰

Art der Einrichtung	üblich in LWR	erforderlich in TRISO-HTR
Reaktor-Hilfsanlagen	ja	ja
Zugangssicherung, Objektschutz	ja	ja
Überwachung, Strahlenschutz	ja	ja
Abklingbecken, Zwischenlagerung	ja	ja
Kühlturm für Restwärmeabfuhr (ECCS, RCCS)	ja	ja

⁹ Da der Reaktor inhärent sicher ist, ist er in diesem Bereich mit keinem herkömmlichen LWR vergleichbar. Sobald Einzelheiten über Art und Kosten dieser Systeme bekannt sind, werden diese Kostenpositionen angepasst. Zu erwarten ist, dass einige komplett entfallen. Das wird die gesamte Investition und die Wartung senken..



Michael Imhof Verlag ISBN 978-3-7319-1534-8

Helium und Hilfsmittel-Lagerung	nein	ja
Helium Aufbereitung, Reinigung	nein	ja
Heliumabblasen	nein	ja
Dekontamination	ja	nein
Stand-by Gasbehandlung	ja	nein
Automatische Druckentlastung	ja	nein
Druckentlastungsventil	ja	nein
Stand-by Flüssigkeitssteuerung	ja	nein
Wasserstoff Management	ja	nein
Wasserversorgung	ja	nein
Niederdruck-Kühlmittel Injektion	ja	nein
Hochdruck-Kühlmittel Injektion	ja	nein
H ₂ -Rekombinatoren	ja	nein

1. Für Besonderheiten und Unvorhergesehenes **werden 9 Mio.** eingeplant.
2. Damit ergibt sich als Summe der Bau- bzw. Umbaukosten der **Betrag von 252 Mio.**
3. Für die Finanzierung der gesamten 8 Jahre wird ein Zinssatz von 6% angesetzt. Dies ergäbe eine Zinssumme von 120 Mio., die aber nicht auf einmal, sondern nach dem Baufortschritt abgerufen wird. Dafür wird hier ein Faktor von 2,5 angenommen, wodurch sich die gesamte Zinssumme auf **48 Mio.** ermässigt und jedes der 8 Jahre mit 6 Mio. für Zinsen belastet.

Der Gesamtbetrag der Investition ergibt sich daher zu
252 plus 48 gleich ca. **300 Mio.** für ein **Modul von 100 MWe.**

Dieser Wert entspricht den Errichtungskosten vieler bekannter Kraftwerke, die in Betrieb sind.
Kraftwerkskosten in Euro pro kW, private Sammlung aus öffentlichen Quellen.

Diese umfasst fossile, ökologische und Kern-Kraftwerke

Äthiopien	628,6	Neue KKW in USA	3.200
Datteln - EON	1.000	Trier Dünnschichtmodule	3.570
Neurath (BoA 2+3)	1.047	Barakah, Abu Dhabi (Korea)	3.571
USA - Hyperion	1.200	Rheinfelden	3.800
Köln Niehl 3	1.222	Meck.-Vorp. Biostrom	4.000
Berlin - Vattenfall (Plan)	1.250	Las Vegas Parabolrinnen-KW	4.000
Bützfleth - Elektrabel	1.250	USA - EUCI	4.100
Neue KKW in Russland	1.300	Borkum - alpha-ventus	4.200
Moorburg - Vattenfall	1.300	Espenhain	4.600
Hamm Uentrop RWE	1.375	Southern Co. Georgia, USA	4.895
Schwarze Pumpe	1.400	Ing.-Büro Regele	5.500
Windräder an Land	1.500	Spanien Andasol 1	6.000
Tianwan	1.616	Döbeln	6.400
Qinshan Phase 2	1.676	Erlasee	6.670
Neue KKW in Russland	1.730	Conradkatalog	6.900
Olkiluoto	1.875	Conradkatalog	6.900

Neurath (BoA)	2.000	Hamm-Uentrop - Kugelbett ¹¹	7.000
Qinshan Phase 3	2.057	Spanien, mit Speicher	7.500
Daya Bay	2.222	Bundeskanzleramt	8.000
Windräder in See	2.600	EPR Hinkley point (frühe Schätzg)	8.150
Rüdersdorf b. Berlin	3.000	Jülich Solarturmkraftwerk	13.500
Olkiluoto frühere Schätzungen	3.190	EPR Hinkley point (Januar2024)	17.150

Die nebenstehende Liste zeigt, dass man mit 3.000 Euro pro 1 KW im guten Mittelfeld (grün) liegt.

Auch der Hammer THTR 300¹² und der chinesische HTR-PM¹³ berichten von dieser Größenordnung für NOAKs. Aufgrund des weltweit einzigen kommerziell betriebenen HTR-PM (Shidaowan¹⁴, China) sind erste Zahlen zu den Kosten abschätzbar wie die Grafik aus einem Vortrag von **Prof. Zuo-Yi Zhang, Tsinghua Univ.** zeigt. Die Ausführungen von Knizia¹⁵ legen nahe, dass man ein 100 MW Modul zu etwa **300 Mio. Euro** in Serie produzieren kann.



Zwar sind bei downscaling (hier von 300 auf 100 MW) Kostenerhöhungen zu erwarten. Sie werden aber beim inhärent sicheren TRISO Design durch Wegfall der meisten Sicherheitseinrichtungen mindestens kompensiert. Positiv hinzu kommt, dass in den errechneten 300 Mio.

immer auch der Stromerzeugungsteil (Turbo-Generatorsatz) enthalten ist. Dieser kann aber bei den umzurüstenden Fossil-Kraftwerken oft entfallen, weil die bestehenden Teile aus der fossilen Zeit weiter genutzt werden können¹⁶.

3. Laufender Betrieb

Nach der Errichtungsphase folgt für den Betrieb über 40 Jahre eine neue Phase. Für den payback des Kapitals wird eine ROI-Frist von nur 30 Jahren als break even zugrunde gelegt. Damit werden für Abschreibungen pro Jahr 10 Mio fällig, ein Dreißigstel der Investitionssumme von 300 Mio. Danach entfallen die Kapitalkosten (AfA und Zins) ganz. Nachrüstungen sind nicht vorgesehen.

¹¹ laut K. Knizia, Geschäftsführer des Kugelbett-Reaktor in Hamm „Der THTR-300 – eine vertane Chance?“, atw 2003, Heft 2, Februar wurden die Kosten aufgrund unnötiger Sicherheitsprüfung und Wartezeiten künstlich verdreifacht. Daher effektiv ca. 2.650

¹² Artikel von Prof.Knizia in der atw 2003

¹³ Vortrag von Prof Zhang zum HTR-PM

¹⁴ In Peking fand im Oktober 24 die 2-jährige weltweite HTR24-Konferenz statt. Dort hat der Verfasser diese Berechnungen vorgetragen.

¹⁵ Siehe oben „Der THTR-300 – eine vertane Chance?“, atw 2003, Heft 2, Februar

¹⁶ Auch der Turbo-Gen. Satz aus dem Hammer THTR 300 wurde später in einem fossilem Kraftwerk weiter genutzt, es ist sozusagen „dual use“ Technik.

1.. Finanzierungskosten für das gebundene Kapital:

- Abschreibungen von 10 Mio., und
- Zinsen von etwa 9 Mio., bei einem Satz von 6 Prozent pro Jahr
- Zusammen also pro **Jahr 19 Mio.**

2.. Brennstoff, Beschaffung, Behandlung.

- Die Kosten des SM wurden schon oben zu knapp 180.000 errechnet.
- Für die Herstellung der beschichteten Partikel wird -mangels konkreter Angaben – vorerst der doppelte Betrag und
- ebenso viel für die Herstellung der Kugeln angesetzt.
- Insgesamt also **0,9 Mio**

3.. Entsorgung / Lagerung abgebrannter Kugeln

- Für Abkling-Lager wird ebenfalls das Doppelte der SM-Kosten angenommen.
- Für Bewachung und Schutz der BE wird pro Jahr rund 880.000 geplant
- Zusammen also **1,2 Mio.**

4.. Wartung in Prozent der Investition – 2 %, das sind hier **knapp 6 Mio.** im Jahr

5.. Stilllegung, Rückbau, Abriss, Dekontamination

Hier wird angenommen, dass es bei dieser Technik in den ersten 100 Jahren nicht zu einem Rückbau auf „grüne Wiese“ kommt. Auch danach wird der Standort weiter für gleichartige Anlagen genutzt. Nach den ersten 40 Jahren wird eine neue Kalkulation erstellt.

6.. Sonstiges, Unvorhergesehenes – dafür **werden 20 Mio.** eingeplant

7.. Personal

Bei 5-Schicht Betrieb und zwei Führungskräften werden 92 Personen (FTE) beschäftigt, die bei du. 82.000 p.a. zu Bruttopersonalkosten von insgesamt **knapp 8 Mio. p.a.** führen.

4. Kapital- und Betriebskosten.

Die Kapital- und Betriebskosten summieren **sich damit auf 55 Mio.** pro Jahr für ein 100MWe-Modul. Bezogen auf die Produktionsmenge (800.000.000 kWh/Jahr) ergibt sich ein Kostenpreis von **knapp 7 Cent** am Ausgang zum Netz.

Irgendwelche Subventionen sind hier nicht eingerechnet. Sie würden den kWh Preis voraussichtlich weiter senken, erscheinen aber unnötig.

Die jährliche Summe von 55 Mio. ist 30 Jahre lang aufzubringen. Dazu wird die elektrische Arbeit in Form von kWh zu einem anfänglichen Kosten-Preis von 7 €-Cent plus einer angemessenen Gewinnmarge an die Netzbetreiber verkauft. Danach sinkt dieser Kosten-Preis, weil die Anlage abgeschrieben ist, um etwa ein Drittel. Oder es erhöht sich der Gewinn.

5. Finanzielle Risiken und Chancen

Damit sind die Kosten und die Wirtschaftlichkeit für Stromproduktion mit der TRISO-Kugelt-Technik am Beispiel eines 100 MW Moduls umrissen.

Risiken in dieser Kalkulation bestehen vor allem hinsichtlich

- der Errichtungskosten, weil noch kein konkretes Angebot vorliegt
- der Stromerzeugungsanlagen, Weil es Turbo-Gen.-Sätze geben könnte, die nicht verwendbar sind und durch neue ersetzt werden müssen.
- des Nutzungsanteils an der HT-Wärme, der für industrielle Prozesse genutzt wird

Chancen bestehen bezüglich der:

- Sicherheits-Einrichtungen, nach Ermittlung, welche genau entbehrlich sind und zu welchen Einsparungen das führt.
- Verkauf der Hochtemperaturwärme-Energie an die Industrie
- Einsparung beim Netzausbau wegen Verzicht auf die weiten Höchstspannungstransporte.

Es ist nicht anzunehmen, dass das Gesamtkostenbild und die Wirtschaftlichkeit dadurch wesentlich verschlechtert wird.