

R A L T S

Die Rolle der Atomenergie

in der long-term strategy 2050 der EU

Mit finanzieller Unterstützung durch die



Autoren

DI (FH) René Bolz
DI Rupert Christian

Projektleiter

Prof. Dr. Reinhold Christian

Impressum

Forum Wissenschaft und Umwelt
Palmgasse 3/2
1150 Wien

Tel.: 01/216 41 20
Fax: 01/2164120-20
E-Mail: office@fwu.at

Erstellt im Jahr 2019

Vorwort

Das Forum Wissenschaft & Umwelt ist eine Vereinigung renommierter Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, die sich der Entwicklung eines zukunftsfähigen Lebensstils, der Nachhaltigkeit, der Erhaltung der Biodiversität und der effizienten und umsichtigen Nutzung der Ressourcen verpflichtet sehen. Dem Gründungsanlass (der Auseinandersetzung um das damals geplante Donaukraftwerk Hainburg) folgend, aber auch bedingt durch die Ereignisse rund um das Atomkraftwerk Zwentendorf, sind die inhaltlichen Schwerpunkte Naturschutz und zukunftsfähige Energiekonzepte.

In den letzten Jahren hat sich das Forum Wissenschaft & Umwelt erneut intensiv mit dem Schwerpunkt Energie befasst. Initiativen zu Fragen der Atomenergie haben in der gesellschaftlichen Diskussion große Beachtung gefunden. Während die Position Österreichs zur Atomenergie eindeutig ist, zeigt sich international immer wieder ein zwiespältiges Verhältnis – Staaten, die einen Ausstieg oder zumindest eine deutliche Reduktion des Anteils der Atomenergie am nationalen Energiemix planen, stehen andere gegenüber, die einen erstmaligen Einstieg in die Atomenergie erwägen oder gar auf einen massiven Ausbau setzen.

Bekanntlich endet die Freiheit des Einzelnen dort, wo sie die Freiheit Anderer berührt. Das sollte auch für Staaten gelten. Atomanlagen stellen ein grenzüberschreitendes nukleares Katastrophenpotential dar. Wenn zwei benachbarte Staaten Atomanlagen betreiben, bedrohen sie einander grenzüberschreitend wechselseitig und keiner von beiden hat dem Anderen etwas vorzuwerfen.

Völlig anders aber ist die Situation Österreichs zu Nachbarn, die Atomanlagen betreiben, denn wir bedrohen niemanden mit nuklearen Gefahren. Sowohl die Vorbereitung auf Notfallmaßnahmen für den Fall von nuklearen Unfällen als auch die Maßnahmen selbst sind äußerst komplex, teuer und immer unzulänglich. Daher muss Österreich in der EU energisch dafür eintreten, dass die Freiheit von Staaten, ihren Energiemix unabhängig zu bestimmen, nicht für Atomanlagen Geltung haben darf. Anlagen, die grenzüberschreitend gefährlich sind, sollten nur mit der ausdrücklichen Zustimmung der Nachbarn erlaubt sein.

Die EU lehnt eine Einmischung in die Gestaltung der nationalen Energiemixe ab. Selbst will (und soll) sie aber Vorreiter in Sachen Klimaschutz sein. Dabei will sie etliche Maßnahmen und Strategien umsetzen, denen Österreich nicht zustimmen kann, insbesondere den Einsatz von Atomenergie.

Mit finanzieller Unterstützung durch die MA 22 der Stadt Wien und begleitet von der Wiener Umweltschutzkommission ging das Forum Wissenschaft & Umwelt der Frage nach, welche Rolle der Atomenergie in der „long-term strategy 2050“ der EU zugeordnet wird.

Das Ergebnis ist erschütternd:

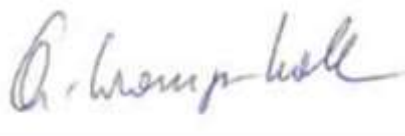
- die installierten elektrischen Leistungen liegen deutlich über den höchsten Szenarien der IAEA
- die Ausbauraten müssten dazu enorm gesteigert werden
- dass die Uranreserven nur noch für 20 Jahre reichen und deshalb die Versorgung der Reaktoren über ihre Lebenszeit mit Brennstoff nicht gesichert ist, wird dabei ignoriert
- ignoriert werden auch die Gefahren und zahlreichen sonstigen Probleme, die mit der Atomenergie jedenfalls einhergehen

Dies alles obwohl mit der vorliegenden Studie auch gezeigt werden konnte, dass Atomstrom in allen Szenarien durch erneuerbare (Photovoltaik und Windenergie) ersetzt werden kann.

Offenbar ist man auf EU-Ebene gewillt, die Risiken und ungelösten Probleme, die mit der Atomenergie einhergehen, im Sinne einer „wohlhabenden, modernen, wettbewerbsfähigen und klimaneutralen Wirtschaft“ zu akzeptieren. Immerhin ist dabei nicht von Nachhaltigkeit die Rede.



Prof. Dr. Reinhold Christian
Geschäftsführender
Präsident



Univ.-Prof.ⁱⁿ Dr.ⁱⁿ phil. Helga Kromp-Kolb
Präsidentin



Univ.-Doz. Dr. Peter Weish
Präsident

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	3
1. Einleitung	7
2. Atomkraftwerke	8
2.1 Physikalische Grundlagen	8
2.1.1 Kernspaltung.....	9
2.1.2 Kernfusion.....	10
2.1.3 Vergleich von Fission und Fusion.....	11
2.2 Wesentliche Bestandteile der Atomkraftwerke.....	11
2.3 Brennstoffzyklus der Atomkraftwerke	12
2.3.1 Das chemische Element Uran	12
2.3.2 Abbau und Aufbereitung.....	13
2.3.3 Reserven, Ressourcen, Bedarf und Reichweite	14
2.3.4 Abfall und Endlagerung	17
2.3.5 Wiederaufbereitung und Transmutation.....	19
2.3.6 Thorium als alternativer Brennstoff.....	20
2.4 Probleme der Atomenergie.....	20
3. Atomenergie in der EU	22
3.1 Status quo.....	22
3.2 EU Referenz Szenario 2016.....	25
3.2.1 Das EU Referenz Szenario	25
3.2.2 Atomenergie 2050 im EU Referenz Szenario 2016	25
3.3 long-term strategy 2050	26
3.3.1 Die Szenarien der long-term strategy 2050	26
3.3.2 Atomenergie in der long-term strategy 2050.....	30
4. Zukunft der Atomenergie	39
4.1 AKW-Ausbau gemäß long-term strategy 2050	39
4.2 AKW-Szenario weltweit	40
4.3 Interpretation	41
5. Zukunftsfähige Alternative	42
5.1 Menge des Atomstroms	42
5.2 Ersatz durch Photovoltaik und Windenergie	43
5.2.1 Jahresverläufe.....	44
5.2.2 Abgleich der Jahresverläufe	47
5.2.3 Potenziale von Windenergie und Photovoltaik.....	48
5.2.4 Speicherbedarf.....	49

6. Fazit	51
Abbildungsverzeichnis.....	53
Tabellenverzeichnis.....	54
Abkürzungsverzeichnis.....	55
Quellenverzeichnis	57

1. Einleitung

Die gegenständliche Arbeit ist der Analyse der Rolle der Atomenergie in der EU gewidmet. Als Grundlage und Quelle für diese Analyse dient die long-term strategy 2050, die inklusive Baseline-Szenario die Energiezukunft in insgesamt neun Szenarien abbildet.

Bevor die möglichen Energiezukünfte untersucht werden, geht Kapitel 2 auf die physikalischen Grundlagen von Kernspaltung und Kernfusion ein und gibt einen kurzen Einblick sowohl in den Aufbau von Kernkraftwerken als auch in den Brennstoffzyklus.

Kapitel 3 beschreibt einleitend den Status quo der Atomenergie in der EU anhand der in Betrieb, in Bau in Planung befindlichen Reaktoren, um anschließend diese Erkenntnisse in der Systematik der Energiestatistik darzustellen. Diese Darstellung ist nötig und sinnvoll, da auch die Ergebnisse der Szenarien der long-term strategy 2050 in dieser Form veröffentlicht wurden. Auch das EU Referenz Szenario 2016 wird samt den Kennzahlen betreffend die Atomenergie in dieser Form vorgestellt.

Im nächsten Schritt erfolgt eine überblicksmäßige Beschreibung der Szenarien der long-term strategy 2050, um dann näher auf die Rolle der Atomenergie innerhalb dieser Szenarien eingehen zu können.

Die Zukunft der Atomenergie bzw. die Bedeutung eines Ausbaus gemäß der long-term strategy 2050 für die EU und weltweit wird in Kapitel 4 untersucht und auch interpretiert. Dabei zeigt sich, dass der in der long-term strategy vorgesehene Ausbau der Atomenergie mit den aktuellen Ambitionen der Mitgliedsstaaten nicht erreicht werden kann.

Kapitel 5 ist schließlich der Untersuchung einer zukunftsfähigen Alternative gewidmet. Im Rahmen dieser Alternative soll Atomstrom und damit Grundlast durch Wind- und Photovoltaikstrom ersetzt werden. Um trotz notwendiger vereinfachender Annahmen zu sinnvollen und möglichst realitätsnahen Aussagen zu kommen, wurden Jahresverläufe basierend auf Viertelstunden-Schritten erstellt und auch auf dieser Ebene abgeglichen.

Es zeigt sich, dass trotz des durchaus ambitionierten Ausbaus im Rahmen der long-term strategy 2050 zusätzlich gegebene Potenziale an Windenergie und Photovoltaik durchaus ausreichen, um den Ersatz der Atomenergie zu bewerkstelligen. Der Speicherbedarf, der sich aus der Umlegung der volatilen Einspeisung auf Grundlast ergibt, ist allerdings enorm hoch.

Kapitel 6 kommt zu dem Fazit, dass die Beiträge der Atomenergie zur long-term strategy 2050 nicht realistisch sind.

2. Atomkraftwerke

2.1 Physikalische Grundlagen

Betrachtet man den Aufbau von Atomkernen, so kommt der starken und der elektromagnetischen Wechselwirkung große Bedeutung zu, während die schwache Wechselwirkung und die Gravitation vernachlässigt werden können. Die elektromagnetische Wechselwirkung wirkt dabei abstoßend zwischen den positiv geladenen Protonen, die Neutronen sind von ihr nicht betroffen. Dass es überhaupt stabile Kerne gibt liegt also an der starken Wechselwirkung, die zwischen allen Nukleonen anziehend wirkt.

Da die Reichweite der elektromagnetischen Wechselwirkung (∞) bedeutend größer ist als die der starken Wechselwirkung (10^{-15} Meter), müssen die Protonen zuerst die sogenannte Coulomb-Barriere überwinden, bevor sie aufgrund der starken Wechselwirkung eine Bindung eingehen, also einen Kern bilden können. Dabei wird die Bindungsenergie frei. Abbildung 1 zeigt die mittlere Bindungsenergie pro Nukleon in Abhängigkeit von der Massezahl A (Anzahl der Nukleonen im Kern). Als Energieeinheit wurde dabei das in der Kernphysik übliche Elektronvolt (eV bzw. Megaelektronvolt (MeV) in der Abbildung) gewählt. Das Elektronvolt ist jene kinetische Energie, die ein Elektron aufnimmt, das eine Potentialdifferenz von einem Volt durchquert ($1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$). Im Zusammenhang mit der energetischen Nutzung der Kernenergie wird das Elektronvolt auch häufig in Temperaturen umgerechnet. Nach der Formel

$$T = E/k_B$$

mit der Temperatur T in Kelvin, der Energie E in Joule und der Boltzmann-Konstante k_B ($\sim 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ kg m}^2/\text{s}^2 \text{ K}$) entspricht 1 eV ($\sim 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$) rund $1,16 \cdot 10^4 \text{ K}$.

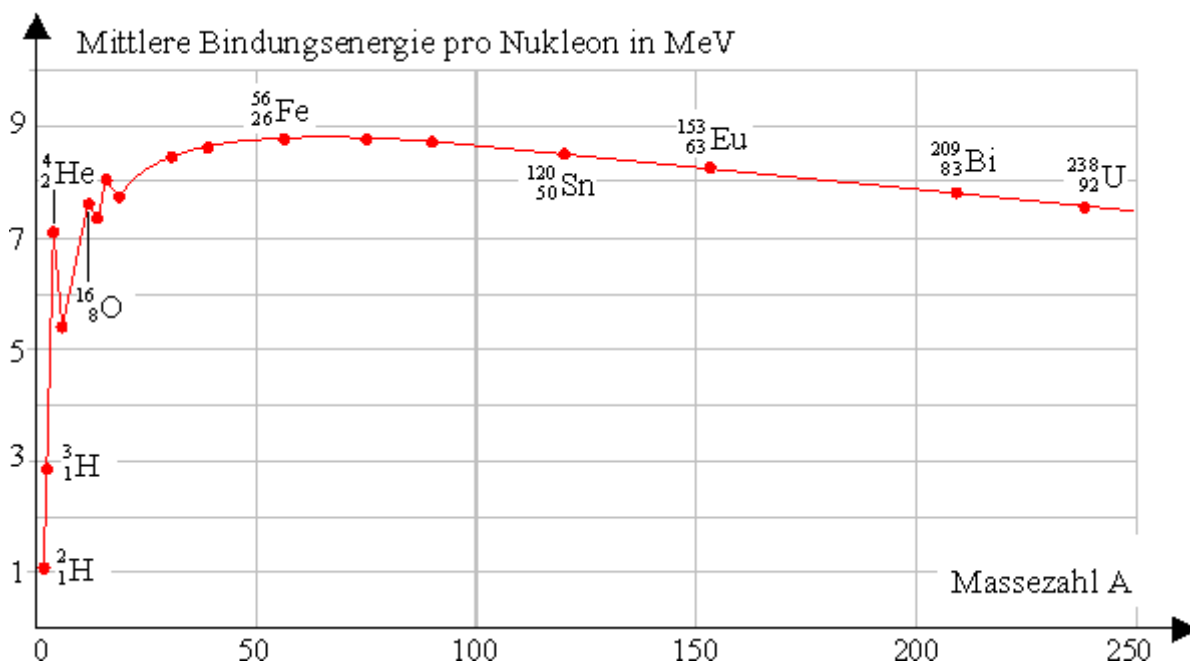


Abbildung 1: Mittlere Bindungsenergie [MeV] pro Nukleon [1]

Wie man Abbildung 1 entnehmen kann, sind die Nukleonen der leichten Kerne relativ schwach gebunden. Die Bindungsenergie pro Nukleon erreicht ihr Maximum bei ^{62}Ni und nimmt bei schwereren Kernen wieder ab. Daraus ergibt sich, dass sowohl durch die „Verschmelzung“ zweier leichter Kerne zu einem schwereren als auch durch die „Spaltung“ eines sehr schweren Kerns in Teilstücke Energie gewonnen werden kann. Diese Energie wird in Form von kinetischer und Anregungsenergie frei.

2.1.1 Kernspaltung

Während es theoretisch eine Vielzahl an Projektilen (Protonen, α -Teilchen, ...) gibt, die Kernspaltungen auslösen können, sind für die kontrollierte Kernspaltung in Kernkraftwerken hauptsächlich thermische Neutronen (kinetische Energien im Bereich von 0,0025 eV) von Belang. Die Absorption eines solchen thermischen Neutrons in einem schweren Kern (üblicherweise ^{235}U oder auch ^{233}U und ^{239}Pu) führt – in einer vereinfachten Betrachtung – zum Freiwerden der Bindungsenergie (und der kinetischen Energie), wodurch der Kern zu Schwingungen angeregt wird. Wird die Auslenkung im Rahmen dieser Schwingungen groß genug und übersteigt die Reichweite der starken Wechselwirkung, dominiert die elektromagnetische Abstoßung und der Kern zerfällt. Zerfallsprodukte sind (meist) ein schwerer Kern (~ 140 Nukleonen), ein leichterer Kern (~ 90 Nukleonen), rund zwei bis vier Neutronen und rund 200 MeV Energie, da die Nukleonen in den Produkt-Kernen stärker gebunden sind (vgl. Abbildung 1!).

Für die Aufrechterhaltung der (kontrollierten) Kettenreaktion ist die Neutronenausbeute pro Spaltung von Bedeutung. Die durchschnittliche Anzahl der pro Spaltung frei werdenden Neutronen beträgt für ^{235}U rund 2,4 und für ^{239}Pu rund 2,9. Beides ist absolut ausreichend.

Abbildung 2 zeigt ein Beispiel für eine zugrunde liegende Spaltreaktion [2]. Dabei wird ein Uran-Kern in einen Barium-Kern (144 Nukleonen) und einen Krypton-Kern (89 Nukleonen) gespalten. Im Zuge der Spaltung werden drei „schnelle“ Neutronen (Neutronen mit hoher kinetischer Energie) freigesetzt. Bevor diese Neutronen weitere Spaltungen initiieren, werden sie abgebremst. Das Abbremsen der schnellen Neutronen ist nötig, da die Spaltungsreaktionen mit langsamen Neutronen (thermische Neutronen) einen wesentlich höheren Wirkungsgrad aufweisen.

Ebenfalls dargestellt (links unten in Abbildung 2) ist die Ausbeute an Spaltprodukten. Die beiden Maxima liegen um die Massenzahlen $A \approx 95$ und $A \approx 137$. Eine Spaltung in zwei annähernd gleich schwere Kerne tritt um beinahe drei Größenordnungen seltener auf.

An example of one of the many reactions in the uranium-235 fission process.

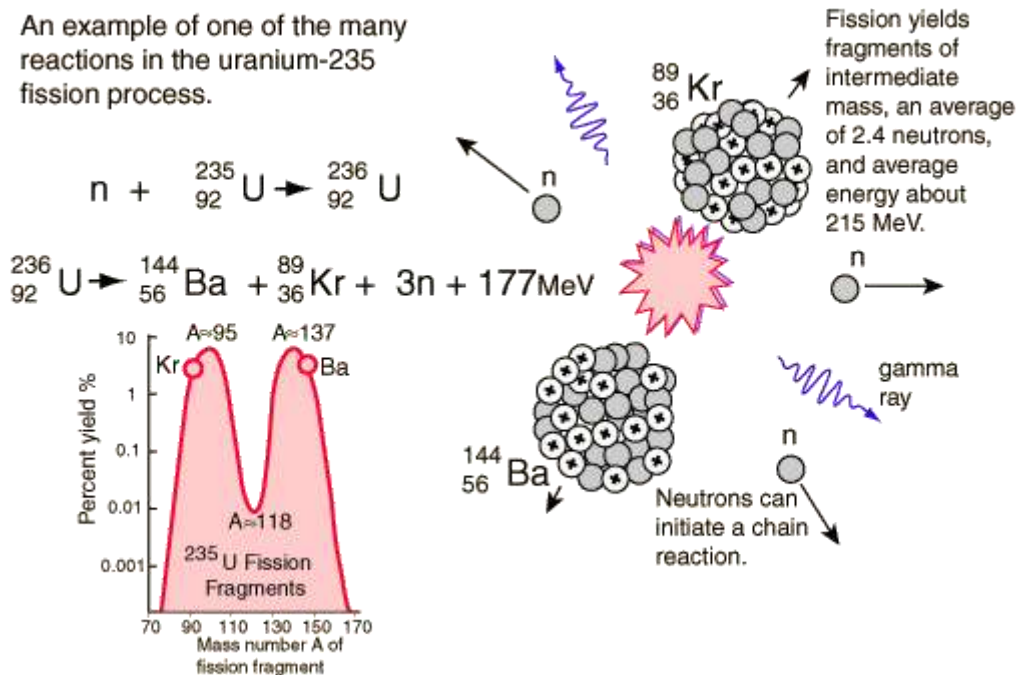


Abbildung 2: Darstellung einer Kernspaltung [2]

2.1.2 Kernfusion

Die bereits angesprochene Coulomb-Barriere (V_c) ist jene elektromagnetische (energetische) Barriere, die Kernbestandteile überwinden müssen, um gemeinsam einen neuen Kern zu bilden. Gemäß einer Faustformel beträgt sie,

$$V_c \approx \frac{Z_1 \cdot Z_2}{A^{1/3}}$$

Megaelektronvolt. Dabei sind Z_1 und Z_2 die Protonenzahlen der beiden Teilstücke und A ist die Massezahl des Endkerns. Nach dieser Abschätzung beträgt die Coulomb-Barriere für die zur energetischen Nutzung angedachte Fusion von Deuterium (${}^2\text{H}$), dem schweren Wasserstoff bestehend aus einem Proton und einem Neutron, und Tritium (${}^3\text{H}$), dem superschweren Wasserstoff bestehend aus einem Proton und zwei Neutronen, rund 0,585 MeV, tatsächlich liegt sie etwas tiefer, bei rund 0,5 MeV.

Tatsächlich wird die Coulomb-Barriere jedoch nicht überwunden, sondern durchtunnelt. Dabei kommt eine Besonderheit der Quantenmechanik zum Tragen, nämlich der Tunneleffekt. Dieser Tunneleffekt beschreibt die endliche Wahrscheinlichkeit, dass eine Potential-Barriere überwunden wird, obwohl die vorhandene Energie dafür nicht ausreicht. In der klassischen Mechanik ist das unmöglich, in der Quantenmechanik hat die Möglichkeit zur Vorstellung des „Durchtunnelns“ geführt.

Für die kontrollierte Kernfusion gilt unter anderem deshalb die Fusion von Deuterium und Tritium als am aussichtsreichsten, weil sie bereits bei vergleichsweise geringen Energien einen relativ hohen Wirkungsquerschnitt aufweist.

Bei der Fusion von Deuterium und Tritium entsteht ${}^5\text{He}$, das unter Aussendung eines Neutrons in ${}^4\text{He}$ zerfällt. Dabei werden rund 17,6 MeV an Fusionsenergie frei, wovon das Neutron aufgrund der Impulserhaltung rund 80%, also 14,1 MeV, in Form von kinetischer Energie trägt.

2.1.3 Vergleich von Fission und Fusion

Vergleicht man die oben angegebenen Energieausbeuten je Kernreaktion, so schneidet die Fission mit rund 200 MeV pro Spaltung besser ab als die Fusion mit rund 14 MeV pro Reaktion. Bezieht man die Ausbeute allerdings auf ein Gramm verbrauchten Brennstoffs, zeigt sich ein anderes Bild. Unter der Annahme eines Gramms reinen ${}^{235}\text{U}$ und der Spaltung sämtlicher Kerne beläuft sich die freigesetzte Energie auf rund 22,78 MWh. Nimmt man hingegen an, dass ein Gramm eines Deuterium-Tritium-Gemisches vollständig „verschmilzt“, so werden 75,48 MWh frei (eigentlich 94,21 MWh, aber der Anteil, den die Helium-4-Kerne tragen, kann nicht gewonnen werden). Die Ausbeute pro Masseneinheit bei der Kernfusion ist also um einen Faktor 3,3 höher als bei der Fission. Beide Ausbeuten sind aber bedeutend höher als beispielsweise bei Verbrennungsprozessen. Um die 22,78 MWh aus fossilen Energieträgern zu gewinnen, müssten rund 1,9 t leichtes Heizöl oder 10 t Braunkohle verbrannt werden. Dass tatsächlich niemals alle Kerne gespalten oder „verschmolzen“ werden, relativiert diese Aussagen ein wenig.

Festzuhalten ist allerdings, dass, während die Fission in Kraftwerken seit Jahrzehnten betrieben wird und Strom ins Netz einspeist, die Kernfusion davon auch heute noch weit entfernt ist. Zwar geht die Forschung derzeit davon aus, dass 2040 der Demonstrationsreaktor DEMO Strom ins Netz einspeisen wird, allerdings wird von Seiten der einschlägigen Wissenschaft seit rund 50 Jahren eine „in 20 Jahren funktionierende Kernfusion“ versprochen. Im weiteren Verlauf der Studie wird die Kernfusion daher nicht berücksichtigt.

2.2 Wesentliche Bestandteile der Atomkraftwerke

Bei der Produktion von Strom in Atomkraftwerken (AKW) kann grundsätzlich zwischen einem nuklearen und konventionellen Teil unterschieden werden. Im konventionellen Teil wird Wärme in elektrischen Strom umgewandelt. Diese Anlagenkomponenten sind im Grunde genommen mit den entsprechenden Anlagen in Kohle-, Gas-, Biomasse- oder auch Geothermiekraftwerken vergleichbar.

Der nukleare Teil des Reaktors ist das Kernstück des Kraftwerkes, der Kernreaktor. Er besteht aus einem dickwandigen Stahlbehälter – Reaktordruckbehälter genannt. In seinem

Innern befinden sich die uranhaltigen Brennelemente, in denen die Kernspaltung abläuft. Die Brennelemente bestehen aus Bündeln von dünnen Brennstäben.

Hinzu kommen die Steuerstäbe, mit deren Hilfe der Neutronenfluss derart geregelt wird, dass eine kontrollierte Spaltung – im Gegensatz zur Atombombe – abläuft. Ebenfalls große Bedeutung hat der Moderator. Dieser dient dazu, die schnellen Neutronen zu bremsen, da der Wirkungsquerschnitt der Spaltung von Uran-235 für thermische Neutronen rund einen Faktor 500 größer ist als für die bei der Spaltung entstehenden schnellen Neutronen. Als Moderator kommen üblicherweise Wasser oder Kohlenstoff in Form von Graphit zum Einsatz. Betreffend Wasser wird dabei noch unterschieden zwischen Leichtwasserreaktoren, die mit „normalem Wasser“ (enthält ^1H) betrieben werden, und Schwerwasserreaktoren, die mit „schwerem Wasser“ (enthält ^2H , also Deuterium) betrieben werden.

Bei den beiden häufigsten Reaktoren, den Druckwasserreaktoren (DWR, 77% aller Reaktoren) und den Siedewasserreaktoren (SWR, 16% aller Reaktoren), hat der Moderator – in diesem Fall leichtes Wasser – auch die Aufgabe, die gewonnene Energie in Form von Wärme abzutransportieren.

2.3 Brennstoffzyklus der Atomkraftwerke

Dieses Kapitel beschäftigt sich hauptsächlich mit Uran. Einleitend wird auf die Eigenschaften dieses Elements eingegangen, gefolgt von Abbau und Aufbereitung. Danach werden Reserven, Ressourcen, Bedarf und Reichweite betrachtet, gefolgt von Betrachtungen zu Abfallklassifikation und Endlagerung. Wiederaufbereitung, die Technik der Transmutation und Thorium als alternativer Brennstoff werden nur am Rande gestreift.

2.3.1 Das chemische Element Uran

Uran ist ein natürlich vorkommendes, radioaktives, silbernes Schwermetall aus der Gruppe der Actinoiden und wird mit dem Symbol U abgekürzt. Uran besitzt eine hohe Dichte von $19,1 \text{ g/cm}^3$ und sein Schmelzpunkt liegt bei $1405,45 \text{ K}$. In der Natur findet man es in Form seiner Minerale, die sich in verschiedensten und komplexen Ausbildungen zeigen und zumeist die Uranyleinheit UO_2^{2+} enthalten. Das häufigste und auch für den Abbau wichtigste Mineral ist Pechblende (U_3O_8).

In eben dieser Pechblende wurde Uran 1789 vom deutschen Chemiker Martin Heinrich Klaproth entdeckt und von diesem nach dem einige Jahre zuvor entdeckten Planeten Uranus benannt. Erst gute 100 Jahre später wurde von Henri Becquerel die Radioaktivität des Elementes erkannt. Die erste künstlich induzierte Spaltung eines Urankerns gelang im Jahre 1938 Otto Hahn und Fritz Straßmann. Die theoretische Erklärung des Prozesses erfolgte wenige Wochen danach durch Lise Meitner und Otto Frisch.

Natürlich vorkommendes Uran ist eine Mischung aus 3 Isotopen – ^{238}U , ^{235}U und ^{234}U – wobei ^{238}U aufgrund seiner langen Halbwertszeit von beinahe 4,5 Milliarden Jahren mit Abstand den größten Anteil ausmacht (siehe Tabelle 1). Alle Uranisotope sind radioaktiv, sowohl die natürlichen als auch die künstlichen. Die natürlichen Isotope unterliegen vornehmlich dem α -Zerfall, der Anteil an β - und γ -Strahlung ist eher gering. Die Gesamtaktivität von reinem Uran, bestehend aus den drei natürlichen Isotopen im gegenwärtig vorliegenden Mischverhältnis, beträgt $2,5 \cdot 10^7$ Bq/kg.

Isotop	Anteil	Halbwertszeit
Uran-238	99,2745	$4,468 \cdot 10^9$
Uran-235	0,7200	$7,038 \cdot 10^8$
Uran-234	0,0055	$2,455 \cdot 10^5$

Tabelle 1: Uranisotope, Anteile (%) am natürlichen Vorkommen und Halbwertszeiten (a)

Zur Stromerzeugung wird praktisch ausschließlich Uran-235 herangezogen, das (gemeinsam mit dem äußerst seltenen Plutonium-239) das einzige natürlich vorkommende Nuklid ist, das mittels thermischer Neutronen in einer Kettenreaktion gespalten werden kann.

2.3.2 Abbau und Aufbereitung

Es scheint, und die Vergangenheit bestätigt das, dass umweltpolitische, gesundheitliche oder soziale Fragestellungen bei der Auswahl und auch bei der Erschließung von Uranlagerstätten kaum eine Rolle spielen.

Es gibt drei gängige Methoden, um Uran-Erz zu Tage zu bringen, nämlich Tagebau, Untertagebau und Lösungsbergbau. Um die Entscheidung für eine der Abbaumethoden tätigen zu können, müssen die Eigenschaften des Erzkörpers bereits weitgehend bestimmt sein. Lage, Tiefe, Ausdehnung, Gesteinsart, Geometrie, Hydrologie und andere Faktoren der Lagerstätte fließen in die Überlegungen ein. Nicht zuletzt spielen wirtschaftliche Überlegungen eine gewichtige Rolle. Sind verschiedene Varianten technisch möglich, so wird die ökonomischste gewählt [3].

Unter Primäruran wird jenes Uran verstanden, das klassisch in einer Uranmine abgebaut wird. Der Abbau des Gesteins findet in der eigentlichen Mine statt, die Verarbeitung des Erzes in der zugehörigen Mühle. Oft werden auch mehrere Lagerstätten, so sie nahe genug beieinander liegen, zu einer „Mine“ zusammengefasst und das abgebaute Erz über eine Mühle abgearbeitet. Sind die Entfernungen nicht zu groß, kann es auch wirtschaftlich sein, Erz aus einer neuen Mine am Standort einer erschöpften Mine oder besser gesagt der alten Mühle zu verarbeiten, anstatt eine neue Mühle zu errichten, wie dies im kanadischen Athabasca Basin gehandhabt wird. In einem solchen Industriekomplex aus Mine und Mühle wird also die Gewinnung von Uran aus dem Gestein samt der Weiterverarbeitung zu einem Produkt aus Uranverbindungen namens „Yellow Cake“ vollzogen.

Yellow Cake ist das Ausgangsmaterial für die Brennstoffherstellung. Es enthält in getrockneter Form 70 bis 80 Gewichtsprozent Uran und wird in Stahlfässern gelagert. Für die Anreicherung, die Erhöhung des Anteils von ^{235}U , wird allerdings gasförmiges Ausgangsmaterial benötigt, weshalb die Uranoxide im „Yellow Cake“ zu Uranhexafluorid (UF_6) umgeformt werden. Uranhexafluorid ist bereits bei niedriger Temperatur (56°C) gasförmig. Zur Anreicherung werden heute zwei Verfahren eingesetzt: die Gasdiffusion und die Gaszentrifugierung [4]. Danach wird der als UO_2 aufbereitete und leicht angereicherte Brennstoff zu Pellets verarbeitet, in Brennstäbe abgefüllt und zu Brennelementen zusammengesetzt. Abbildung 3 veranschaulicht den Lebenszyklus von Uran [5].

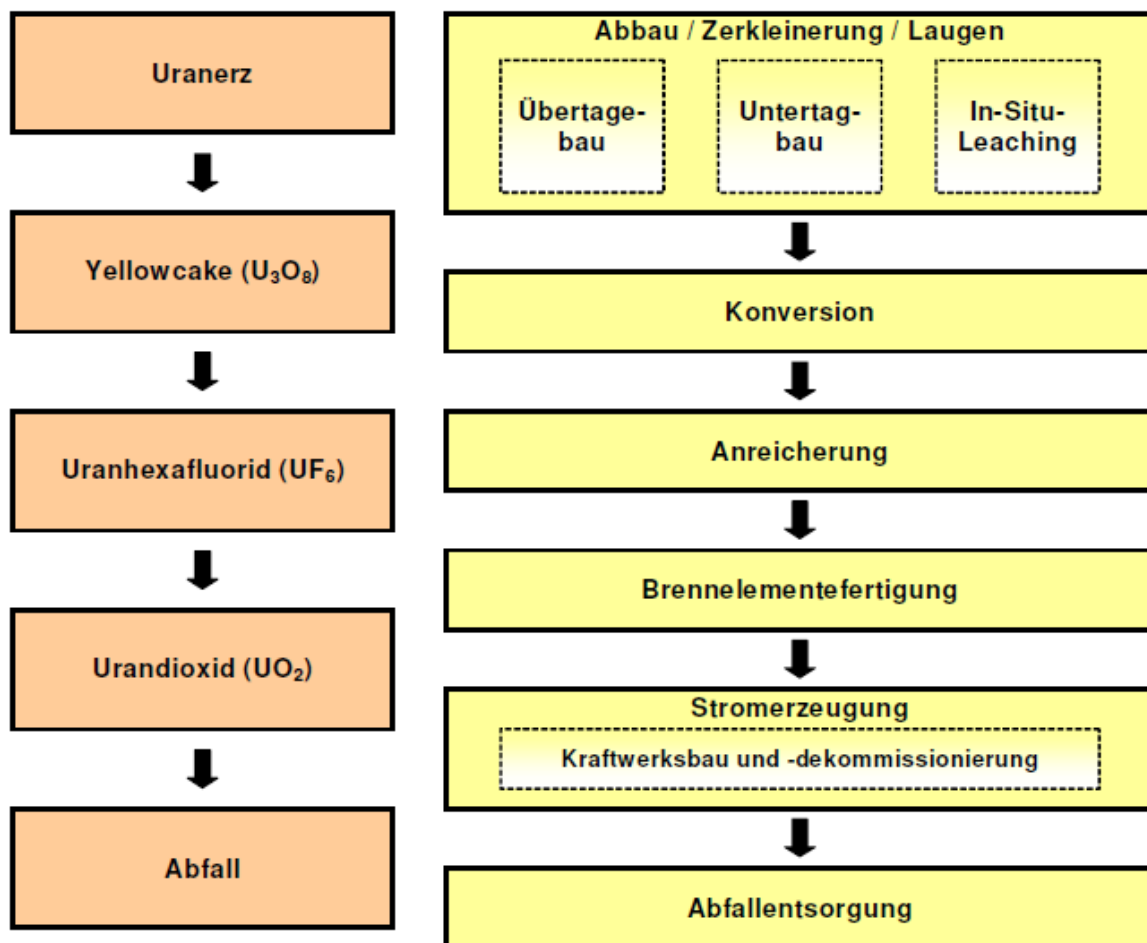


Abbildung 3: Brennstoffzyklus vom Uran-Erz bis zum Abfall [5]

2.3.3 Reserven, Ressourcen, Bedarf und Reichweite

Informationen über Reserven, Ressourcen und Gesamtpotenzial von Uran liefert das sogenannte Red-Book der IAEA. Die aktuellste Auflage ist im Jahr 2018 erschienen [6]. Bereits aufbereitete Daten zu 2017 finden sich in der Studie „BGR Energiestudie 2018“ der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) [7]. Aus dieser Studie stammt auch die folgende Abbildung zur Veranschaulichung der Einteilung der Uranvorräte in Reserven und Ressourcen.

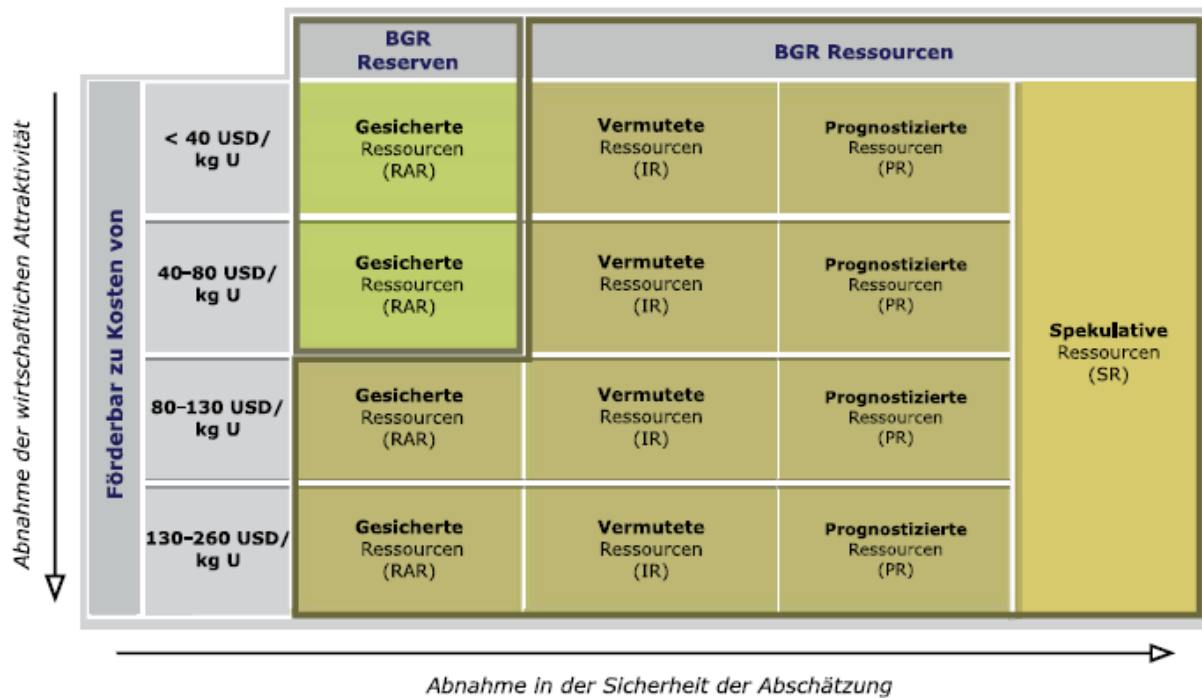


Abbildung 4: Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien (verändert nach IAEA und OECD 2014) [7]

Die Unterscheidung der Uranvorräte in Reserven und Ressourcen beruht also auf zwei Parametern, nämlich einerseits auf den Förderkosten pro Kilogramm Uran, andererseits auf dem geologischen Kenntnisstand. Als Reserven werden dabei jene Uranvorräte bezeichnet, deren Förderkosten unter 80 USD/kg Uran liegen und deren Existenz gesichert ist. Ressourcen sind jene Vorräte, deren Abbau die Kosten von 80 USD/kg Uran überschreiten würden, deren Existenz vermutet oder prognostiziert wird und jene Vorräte, die beides – also teuren Abbau und unsichere Existenz – vereinen. Darüber hinaus gibt es auch noch rein spekulative Vorkommen, die ebenfalls den Ressourcen zugeordnet werden.

Diese Klassifikation ist nicht starr, da sich einerseits sowohl Förderkosten als auch Grenzen der Wirtschaftlichkeit verschieben können und andererseits auch immer wieder vermutete Vorräte nachgewiesen werden, als in den Bereich der Reserven „verschoben“ werden. Teilweise (z.B. in Australien) erfolgt der Uran-Abbau auch zu Förderkosten über 80 USD/kg Uran. Andererseits ist der Uran-Preis in den letzten Jahren aufgrund von Reaktorunfällen und -abschaltungen weltweit deutlich gefallen. Der Uranpreis ist aber für die Explorations- und Abbauprojekte maßgebend und hat direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Minen. Viele Investitionen wurden daher reduziert oder gar gestoppt. Daher steigt die Zahl der ruhenden oder verzögert fortgeführten Projekte seit Jahren – was wiederum direkte Auswirkungen auf Neubewertungen von Reserven und Ressourcen in vielen Ländern hat.

Rund 93% der weltweiten Reserven (1.236 kt) befinden sich in nur zehn Ländern, angeführt von Kasachstan (21%), gefolgt von Kanada (18%) und Südafrika (14%). Diese drei Länder verfügen nach aktuellem Datenstand über die Hälfte der Weltreserven an Uran. Rund 89%

der Weltproduktion an Uran (59,6 kt) wurden von nur sechs Ländern erbracht, und zwar von Kasachstan, Kanada, Australien, Namibia, Niger und Russland.

Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die drei Konzerne Kazatomprom (Kasachstan) mit 21% Weltanteil, Cameco (Kanada) mit 15% sowie Orano (ehemals Areva, Frankreich) mit 13%.

Auch der Uranverbrauch konzentriert sich auf eine geringe Anzahl von Staaten. Über die Hälfte des weltweiten Uranbedarfs des Jahres 2017 entfiel auf drei Staaten, nämlich die USA (19,0 kt), Frankreich (9,0 kt) und China (8,3 kt). In der EU betrug der Uranbedarf inklusive Frankreich 19,1 kt.

Von den 2017 weltweit in Betrieb befindlichen 448 Atomkraftwerken mit einer gesamten installierten Nettoleistung von 396 GW_e wurden rund 65,0 kt Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 59,6 kt aus der Bergwerksproduktion. Derzeit nutzen rund 8% der weltweit operierenden Kernreaktoren wiederaufbereitetes Material. Neben der Bergwerksförderung steht für den Verbrauch auch Uran aus Lagerbeständen und der Abrüstung von Atomwaffen zur Verfügung. Das nukleare Material aus der Abrüstung in Russland im Zeitraum der letzten 20 Jahre entspricht 150 kt Natururan. Über die weitere Nutzung dieses Materials ist allerdings nichts bekannt.

Die folgende Tabelle stellt Fördermenge 2017 (FÖ), kumulierte Förderung (kFÖ), Reserven (RV), Ressourcen (RS), Gesamtpotenzial (Pot) und verbleibendes Potenzial (vPot) von Uran nach Förderstaaten dar.

Staat	FÖ	kFÖ	RV	RS	Pot	vPot
Kasachstan	23,4	318	258	1.229	1.804	1.486
Kanada	13,1	524	228	1.462	2.214	1.690
Australien	5,9	212	---	1.781	1.992	1.781
Nambia	4,2	132	---	520	652	520
Niger	3,4	147	18	459	623	476
Russland	2,9	168	30	799	996	828
Südafrika	0,3	161	168	851	1.180	1.019
EU-28	<0,05	457	20	560	1.037	580
Welt	59,6	2.696	1.236	11.709	15.641	12.945

Tabelle 2: Fördermenge 2017, kumulierte Förderung, Reserven, Ressourcen, gesamtes Potenzial und verbleibendes Potenzial von Uran (kt) in den größten Förderstaaten, der EU und weltweit dar [7]

Bei einem weltweiten Uranbedarf von 62,8 kt Uran im Jahr 2016 [6], ergibt sich mit dem verbleibenden Potenzial aus Tabelle 2 eine statische Uran-Reichweite von 206 Jahren. Betrachtet man hingegen die Reserven, so sinkt die statische Uran-Reichweite auf knapp 20

Jahre – ein Zeitraum, in dem wahrscheinlich nicht alle derzeit in Bau befindlichen Reaktoren ans Netz gehen werden.

2.3.4 Abfall und Endlagerung

Radioaktive Abfälle werden international in low-, intermediate- und high-level waste eingestuft, einige Mitgliedsstaaten der IAEA nutzen auch die Stufe „Very low level waste (VLLW)“ [8].

- **low-level-waste (LLW):**

fällt in der Industrie, in Krankenhäusern und im „nuclear fuel cycle“ (nuklearer Brennstoffkreislauf) an und besteht u.a. aus kontaminierten Filtern, Kleidung, Papier und Reinigungsgeräten. In der Regel enthält er nur geringe Mengen von, in der Mehrheit kurzlebigen, radioaktiven Stoffen (z.B. Cobalt-60, Technetium-99, Iod-129, Strontium-90). Eine passende Abschirmung ist zum Teil nur beim Transport notwendig. LLW wird häufig in oberflächennahen Lagern deponiert.

- **intermediate-level-waste (ILW):**

enthält einen größeren Anteil an radioaktiven Elementen und erfordert daher eine entsprechende Abschirmung. Er besteht u.a. aus Granulat, mit Chemikalien versetztem Schlamm und dekommissionierten Bauteilen. ILW kann in Beton oder Asphalt gebunden werden. Kurzlebiger Abfall wird grundsätzlich in oberflächennahen Deponien gelagert, während langlebiger Abfall in tiefengeologische Lagerstätten transportiert wird.

- **high-level-waste (HLW):**

enthält sehr große Mengen an kurz- und langlebigen Radionukliden und sehr hohe Aktivitätskonzentrationen. Die Zerfallsprozesse führen daher zu erheblicher Wärmeentwicklung, was bei der Lagerung zwingend zu berücksichtigen ist. Abgebrannte Brennelemente bzw. 95% des radioaktiven Abfalls, der bei Erzeugung von elektrischer Energie in Kernreaktoren entsteht, und Abfälle aus der Wiederaufbereitung fallen in diese Klasse. Für Abfälle dieser Klasse wird tiefengeologische Lagerung angestrebt.

Die in Österreich anfallenden radioaktiven Abfälle haben ein vergleichbar geringes Gefährdungspotenzial und enthalten nur geringe Mengen mittelaktiven Abfalls. Die langlebigen mittelaktiven Abfälle sind im Wesentlichen Altlasten aus der Medizin und Forschung. Die sehr geringe Menge an mittelaktiven Altlasten lässt sich auf einige wenige Gebinde konzentrieren. Im Rahmen einer Studie im Auftrag der Wiener Umweltschutzbehörde wurde festgestellt, dass ein oberflächennahes Lager (siehe nachfolgend) für die Endlagerung ausreichen sollte [9]. Alle in Österreich anfallenden radioaktiven Stoffe werden bisher in der Nuclear Engineering Seibersdorf gesammelt, konditioniert und bis zu ihrer Endlagerung zwischengelagert [10]. Durch die Konditionierung werden die radioaktiven Abfälle in einen

chemisch stabilen, in Wasser nicht oder nur schwer löslichen Zustand überführt und den Anforderungen von Transporten und Zwischenlagerung entsprechend verpackt. Entsprechende Kriterien für eine Endlagerung gibt es noch nicht.

High-level-waste (HLW) bzw. verbrauchter nuklearer („abgebrannter“) Brennstoff wird in einem ersten Schritt in Abklingbecken gelagert. Nach der Abklingzeit (wenn die Aktivität so weit gesunken ist, dass ein Transport und eine Konditionierung möglich sind) wird der abgebrannte Brennstoff in Zwischenlager überführt, wo er für einen zukünftigen Transport in Endlager aufbereitet wird. Im nächsten Schritt sollte der Transport zur Konditionierung für eine Einlagerung in Endlager erfolgen – allerdings gibt es derzeit weder Endlager noch eine geeignete Konditionierung für die Einlagerung.

Während eine Vielzahl an Möglichkeiten denkbar ist, werden zur Unterscheidung eventueller Atommüllendlager die beiden folgenden Kriterien herangezogen [8]:

a) Unterscheidung nach Lage des Lagers

- **zentrale Lager**

Zentrale Lagerhaltung bedeutet die räumliche Zusammenfassung aller Lagerhaltungsfunktionen und aller Lagergüter unter einheitlicher Leitung.

- **dezentrale Lager**

Im Rahmen der dezentralen Lagerhaltung werden radioaktive Abfälle am Ort ihrer Entstehung in Abklingbecken oder auch Zwischenlagern gelagert.

b) geologische Einteilung

- **Tiefengeologisch**

Für die Endlagerung von HLW wird weltweit nach stabilen Gesteinsschichten in tiefengeologischen Formationen (ca. 300 – 1.000 m Tiefe) gesucht.

- **Oberflächennahe**

Für kurzlebige schwach- und mittelradioaktive Abfälle gelten oberflächennahe Endlager (in etwa 5 bis mehrere 10 m Tiefe) als ausreichend sicher. Solche Lager existieren in vielen Ländern, z. B. in Frankreich, Großbritannien, Spanien, Tschechien und in den USA.

- **An der Oberfläche**

Hier handelt es sich nicht um Endlager, sondern um Abklingbecken und Zwischenlager (selbst LLW wird nicht an der Oberfläche sondern oberflächennah „endgelagert“). On-Site-Lagerung erfolgt häufig an der Oberfläche.

Nach Berechnungen des World Nuclear Waste Report 2019 werden alleine in Europa (ohne Russland und die Slowakei) über 60.000 Tonnen abgebrannter Brennstäbe in Zwischenlagern gelagert. In diesen 60.000 Tonnen sind jene Mengen, die zur Wiederaufbereitung bestimmt sind bzw. waren, nicht enthalten. Dennoch stoßen Zwischenlager bereits heute an die Grenzen ihrer Kapazitäten [11].

Mehr als 70 Jahre nach dem Beginn des Atomzeitalters verfügt kein Land der Welt über ein geologisches Tiefenlager für abgebrannte Brennelemente. Finnland baut derzeit intensiv an einem Endlager, um die gefährlichste Art von Atom Müll lagern zu können [11].

Kernbrennstoffe aus den Atomkraftwerken von TVO und Fortum sollen in Olkiluoto in einer Granitschicht in einer Tiefe von 400 – 450 m endgelagert werden. Im November 2016 wurde entschieden, dass mit dem Bau des Endlagers in Olkiluoto in der Nähe der Gemeinde Eurajoki begonnen werden kann. Mit dem Start der Endlagerung soll in den 2020er Jahren begonnen werden [12].

Nach Informationen des World Nuclear Forums zu urteilen, hat dieses Lager eine Kapazität von 9.000 t. Fennovoima, ein Atomkraftunternehmen, das derzeit den Bau des 1,2 GW Kraftwerks Hanhikivi 1 vorbereitet, soll auch den Bau eines eigenen Endlagers planen. Der Standort dafür soll jedoch frühestens in den 2040ern ausgesucht und die Endlagerung nicht vor den 2090ern gestartet werden [13].

Ob diese Lager tatsächlich eine sichere Endlagerung gewährleisten können, darf bezweifelt werden. Die Anforderungen an Endlager sind so hoch und müssen über so lange Zeiträume erfüllt werden, dass es nach wie vor keine international anerkannten Kriterien für Beschaffenheit und Betrieb von Endlagern gibt.

2.3.5 Wiederaufbereitung und Transmutation

Bei der Wiederaufbereitung wird aus verbrauchten Brennstäben ungenutztes Uran (^{235}U) sowie Plutonium (^{239}Pu) extrahiert. Derzeit wird dieses Verfahren jedoch nur begrenzt durchgeführt, da es sich um ein aufwendiges und kostenintensives Unterfangen handelt. Fast alle der bestehenden Anlagen kämpften in der Vergangenheit mit technischen Problemen die zu zeitweisen Stilllegungen führten und mit relevanten Freisetzungen in die Umwelt einhergingen.

Das gewonnene Uran und Plutonium wird in Mischoxid-Brennelemente (MOX) eingearbeitet, die lediglich in dafür geeigneten Reaktoren verwendet werden können.

Ein weiteres Problem im Zusammenhang mit der Wiederaufbereitung liegt darin, dass das wiederaufbereitete Material kernwaffentauglich ist. Es handelt sich also um ein sicherheitspolitisches Risiko.

Als Entsorgungsweg der Zukunft wird das Verfahren der Transmutation ins Spiel gebracht. Dieses Verfahren beruht auf der Idee, aus dem Abfall extrahierte langlebige Radionuklide durch Beschuss mit Neutronen in kurzlebige, weniger gefährliche Stoffe umzuwandeln. Schon das Abtrennen der langlebigen Radionuklide ist schwierig und mit hohem Energieaufwand verbunden und verlangt nach einer teuren und komplizierten Maschinerie und mehreren Durchläufen dieser Trennprozesse für den gesamten Abfall. Die langlebigen Spaltprodukte, die am Ende des Prozesses noch vorhanden wären, erfordern dennoch eine tiefengeologische Endlagerung. Weder technisch noch wirtschaftlich ist das Transmutationsverfahren realistisch und bietet keine Perspektive zur Entspannung der Endlager-Anforderungen.

2.3.6 Thorium als alternativer Brennstoff

In der Diskussion um die Uran-Reichweite wird häufig Thorium als Alternative genannt. Thorium kommt als Element zwar rund drei bis viermal häufiger vor als Uran, die Reichweiten von Thorium und Uran liegen aber im selben Bereich. Die Gewinnung von Thorium ist allerdings aufwendiger. Hinzu kommt, dass Thorium erst noch in einen spaltbaren Brennstoff umgewandelt werden muss. Durch Neutronenbeschuss des Thorium-Isotops ^{232}Th entsteht über Umwege das Uran-Isotop ^{233}U , das ähnlich wie ^{239}Pu wegen der geringen kritischen Masse kernwaffentauglich ist. Zusätzlich entsteht das Uran-Isotop ^{232}U . In der Zerfallsreihe dieses Isotops treten kurzlebige Tochterprodukte (z. B. ^{208}Tl) auf, die als Gammastrahler das Handling, die Wiederaufbereitung und das Recycling des gewonnenen ^{233}U erschweren.

2.4 Probleme der Atomenergie

Die Probleme der Atomenergie sind seit langem und weithin bekannt. Die folgende Punktation erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll lediglich einige dieser Probleme in Erinnerung rufen:

- Atomkraft ist nicht CO₂-neutral.
- Weltweit gibt es kein sicheres Endlager.
- Nuklearkatastrophen wie Tschernobyl und Fukushima zeigen, dass Atomreaktoren mit hohen Risiken verbunden sind.
- Atomkraftwerke tragen in der EU wenig zur Stromversorgung bei (Anteile am Bruttoinlandsverbrauch von 12,6% und an der Stromproduktion von 25,2% im Jahr 2017).
- Auch Länder wie Frankreich mit hohem Stromanteil aus Atomkraftwerken importieren Strom.
- Neue Generationen von Reaktoren waren bisher durch Bauverzögerungen und Kostensteigerungen gekennzeichnet.

- Atomkraftwerke sind unwirtschaftlich und teuer.
- Der langfristige Betrieb der bestehenden und gerade in Errichtung befindlichen Reaktoren scheitert daran, dass diese vermutlich über ihre Lebensdauer von 40 Jahren nicht ausreichend mit Uran versorgt werden können.
- Mit ihren Uranreserven könnte die EU den eigenen Uranbedarf für ein Jahr decken, mit dem verbleibenden Potenzial für immerhin knapp 30 Jahre. Die EU ist also beim Uran praktisch völlig importabhängig.
- Thorium kommt als Element in der Erdkruste rund drei bis vier Mal häufiger vor als Uran, die Ressourcen bewegen sich also in derselben Größenordnung. Aufgrund des vorgesehenen Brut- und Spaltungskreislaufes wären die Brennstoffnutzung und damit auch die Energieausbeute deutlich höher als bei heutigen (uran-betriebenen) AKW. Brutreaktoren, die eine Voraussetzung für die Verwendung von Thorium sind, stehen aber nicht zur Verfügung. Da für das Brüten auch Uran benötigt wird, müssten entsprechende Brüter jedoch den Betrieb aufnehmen, bevor Uran-Engpässe eintreten. Es ist also fraglich, ob der Einsatz von Thorium jemals über das Versuchsstadium hinaus kommt.
- Entlang des Brennstoffzyklus fallen immer wieder auch kernwaffentaugliche Isotope an, in besonders hohen Mengen beim Brüten und bei der Wiederaufbereitung. Von einigen Atommächten wie beispielsweise Frankreich und China ist bekannt, dass keine strikte Trennung zwischen zivilen bzw. kommerziellen und militärischen Nuklearprogrammen besteht.

Wesentlich ausführlichere Darstellung und Begründungen dieser Probleme finden sich u.a. in der BGR Energiestudie [7], in der Broschüre „Die Zukunft der Atomenergie – Daten und Fakten zu Fragen der Verwendung von Atomenergie“ [14], im Argumentarium der Studie „Evaluation einer Hypothetischen „**NU**klearen **Re**naissance““ (EHNUR) [15] und in der Studie „Renewable energies versus nuclear power – comparing financial support“ [16].

3. Atomenergie in der EU

3.1 Status quo

Die Atomenergie spielt in der EU eine wesentliche Rolle, obwohl die Hälfte der Mitglieder sie nie eingesetzt hat bzw. bereits ausgestiegen ist. Im Jahr 2018 waren in insgesamt 14 Mitgliedsstaaten der EU – einschließlich des Vereinigten Königreichs – 126 Kernreaktoren in Betrieb. Bei einer installierten Leistung von 118,1 GW_e wurden 2.834 PJ bzw. 787 TWh elektrischer Strom gewonnen. Das entspricht rund 6.664 Volllaststunden, woraus folgt, dass die Reaktoren im Jahr 2018 durchschnittlich 87 Tage außer Betrieb waren.

Zu diesem aktuell in Betrieb befindlichen Kraftwerkspark kommen fünf in Bau befindliche Reaktoren mit einer gesamten installierten Leistung von 5,74 GW_e und acht geplante Reaktoren mit einer gesamten installierten Leistung von 9,57 GW_e hinzu. In Tabelle 3 sind Anzahl, installierte Leistung und gewonnener Strom der in der EU bzw. den Mitgliedsstaaten in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Reaktoren dargestellt [17].

	in Betrieb			in Bau		in Planung	
	#	MW _e	PJ	#	MW _e	#	MW _e
Belgien	7	5.918	98	0	0	0	0
Bulgarien	2	1.966	55	0	0	0	0
Deutschland	7	9.515	259	0	0	0	0
Finnland	4	2.784	79	1	1.600	1	1.200
Frankreich	58	63.130	1.425	1	1.630	0	0
Niederlande	1	482	12	0	0	0	0
Rumänien	2	1.300	38	0	0	0	0
Schweden	8	8.613	237	0	0	0	0
Slowakei	4	1.814	50	2	880	1	1.200
Slowenien	1	688	20	0	0	0	0
Spanien	7	7.121	192	0	0	0	0
Tschechische Republik	6	3.932	102	0	0	4	4.800
Ungarn	4	1.902	54	0	0	2	2.370
Vereinigtes Königreich	15	8.923	213	1	1.630	0	0
EU	126	118.088	2.834	5	5.740	8	9.570

Tabelle 3: Anzahl, installierte Leistung (MW_e) und gewonnener Strom (PJ) der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Kernreaktoren in der EU und ihren Mitgliedsstaaten im Jahr 2018 [17]

Nach der Definition der IAEA gilt ein Reaktor ab dem Zeitpunkt des Ansuchens um Baugenehmigung als „in Planung“. In Tabelle 3 sind zusätzlich vier tschechische Reaktoren (Temelin 3 & 4, Dukovany 5 & 6) und ein slowakischer Reaktor (Bohunice V3) eingetragen, die diese Definition zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch nicht erfüllten. Zu diesen bereits konkreten Plänen kommt noch hinzu, dass derzeit Polen den Einstieg in die Atomenergie in Erwägung zieht.

Da die Darstellungen und Beschreibungen in Szenarien zur zukünftigen Energieversorgung – so auch in der long-term strategy 2050 – auf der Systematik (und der Nomenklatur) der Gesamtenergiebilanz der Energiestatistik beruhen, ist es für Vergleiche und Interpretationen der Rolle der Atomenergie nötig, sich mit der Energiestatistik zu befassen.

Das zentrale Element der Energiestatistik ist der „Bruttoinlandsverbrauch“ (BIV), der beschreibt, welche Menge an Energie in einem Jahr verbraucht wird. Aufkommensseitig berechnet er sich aus fünf weiteren Aggregaten, nämlich der „inländischen Erzeugung von Rohenergie“ (IER) und den „Importen“ (IMP) plus/minus „Lager“ (LAG) plus „Recycling“ (REC) minus „Exporte“ (EXP). Die inländische Erzeugung von Rohenergie beschreibt dabei jene Menge an Energie, die innerhalb des betrachteten Gebiets aufgebracht wird, also beispielsweise die Förderung von Erdgas oder Erdöl. Es handelt sich dabei ausschließlich um Primärenergieträger, weshalb die inländische Erzeugung von Rohenergie für abgeleitete (sekundäre) Energieträger wie beispielsweise Strom und Fernwärme oder auch Benzin immer gleich null ist.

Eine Ausnahme in dieser Systematik stellt die Atomenergie dar. Im Jahr 2018 wurden nach dem „Euratom Supply Agency Annual Report 2018“ 92,4% des Uranbedarfs der EU über Importe gedeckt [18]. In der Energiestatistik scheinen allerdings keine „Atomenergie-Importe“ auf, die gesamte, im weiteren „Verlauf“ der Energiestatistik eingesetzte Atomenergie scheint unter inländischer Erzeugung von Rohenergie auf. Deshalb sind Bruttoinlandsverbrauch und inländische Erzeugung von Rohenergie für Atomenergie in absoluten Zahlen gleich.

Der Bruttoinlandsverbrauch kann auch verbrauchsseitig betrachtet werden. Hier setzt er sich zusammen aus „Umwandlungseinsatz“ (Uein) minus „Umwandlungsausstoß“ (Uaus) plus „energetischer Endverbrauch“ (eE) plus „Verbrauch Sektor Energie“ (VSE) plus „nicht energetischer Verbrauch“ (neV) plus „Transportverluste“ (TV). Das wichtigste der verbrauchsseitigen Aggregate ist der energetische Endverbrauch, der jene Menge an Energie, die die Verbraucher in „privaten Haushalten“ (HH), im „Verkehr“ (MOB), in der „Sachgüterproduktion“ (SGP), im „Dienstleistungsbereich“ (DL) und in der „Land- und Forstwirtschaft“ (LW) umsetzen, umfasst.

Im Rahmen dieser Studie sind allerdings die Aggregate Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß von größerem Interesse. Unter Umwandlungseinsatz sind jene Mengen an Energie zusammengefasst, die in Kraftwerken (oder auch Heizwerken, KWK-Anlagen, Raffinerien, Kokereien, Hochöfen, ...) zur Umwandlung in andere Energieträger eingesetzt werden. Der Umwandlungsausstoß umfasst jene Menge an Energie, die aus diesen Umwandlungsvorgängen gewonnen wird. Betrachtet man diese beiden Aggregate für die Atomenergie, so beschreibt der Umwandlungsausstoß den in Kernkraftwerken gewonnenen Strom, der Umwandlungseinsatz hingegen den Energieinhalt der für die Stromgewinnung herangezogenen Brennstäbe. Dabei ist der Umwandlungseinsatz in absoluten Zahlen

wiederum gleich der inländischen Erzeugung von Rohenergie (und damit gleich dem Bruttoinlandsverbrauch).

Zur Beschreibung der Rolle der Atomenergie werden also die folgenden vier Aggregate der Gesamtenergiebilanz herangezogen:

- inländische Erzeugung von Rohenergie
- Bruttoinlandsverbrauch
- Umwandlungseinsatz
- Umwandlungsausstoß

Zusätzlich zu diesen Aggregaten wird auch die installierte elektrische Leistung in Kernkraftwerken betrachtet.

Die im Folgenden dafür verwendeten Zahlen wurden der Publikation „EU energy in figures: Statistical Pocketbook 2019“ [19], die ihrerseits auf Daten von Eurostat beruht, entnommen. Die Daten beziehen sich allerdings auf das Jahr 2017, wodurch sich leichte Abweichungen von den oben dargestellten Daten ergeben. Im verwendeten Datenmaterial ist das Vereinigte Königreich als Mitgliedsstaat enthalten, weshalb auch die „bereinigten“ Zahlen dargestellt werden.

Im Jahr 2017 betrug die inländische Erzeugung von Rohenergie 8.822 PJ. Das entspricht einem Anteil an der gesamten inländischen Erzeugung von 27,7%. Ohne das Vereinigte Königreich sinkt die inländische Erzeugung auf 8.189 PJ, der Anteil an der gesamten inländischen Erzeugung steigt damit jedoch auf 30,5%.

Beinahe die Hälfte der inländischen Erzeugung von Rohenergie entfällt auf Frankreich (4.348 PJ), gefolgt – mit deutlichem Abstand – von Deutschland (823 PJ), Schweden (685 PJ), Spanien und dem Vereinigten Königreich (je 633 PJ).

Am Bruttoinlandsverbrauch hat die Atomenergie (8.822 PJ) einen Anteil von 12,6%, ohne das Vereinigte Königreich beträgt der Anteil 13,1%. Der Anteil der Atomenergie am Umwandlungseinsatz beträgt 13,8% (ohne Vereinigtes Königreich 14,1%). Hier ist allerdings anzumerken, dass sich der Anteil der Atomenergie auf den gesamten Umwandlungseinsatz bezieht, nicht nur auf jenen zur Gewinnung elektrischer Energie.

Die installierte nukleare Leistung hat mit 120,9 GW_e einen Anteil von 12% an der gesamten installierten elektrischen Leistung. Die höchste installierte Leistung findet sich wiederum in Frankreich (63,1 GW_e) gefolgt von Deutschland (10,8 GW_e), dem Vereinigten Königreich (9,4 GW_e), Schweden (9,0 GW_e) und Spanien (7,1 GW_e). An der Stromproduktion hat die Atomenergie mit einem Umwandlungsausstoß von 2.987 PJ einen Anteil von 25,2%. Ohne das Vereinigte Königreich sinkt die Produktion aus Atomenergie auf 2.734 PJ, der Anteil an der gesamten Stromproduktion beträgt damit jedoch 25,7%. In der folgenden Tabelle sind

die absoluten und relativen Beiträge der Atomenergie zur Energiestatistik nochmals zusammengefasst.

	absolut	relativ
inländische Erzeugung	8.822	27,7
Bruttoinlandsverbrauch		12,6
Umwandlungseinsatz		13,8
Umwandlungsausstoß	2.987	25,2

Tabelle 4: Absolute (PJ) und relative (%) Beiträge der Atomenergie zur Gesamtenergiebilanz der EU im Jahr 2017 [19]

Betrachtet man die Atomenergie im Zeitrahmen von 1990 bis 2017, so zeigt sich, dass inländische Erzeugung 1990 in etwa auf dem Niveau von 2017 lag, danach bis 2004 um rund 25% auf ca. 11.000 PJ stieg und dann wieder auf das heutige Niveau sank. Der Anteil an der Stromproduktion hingegen lag 1990 bei 30,6%, erreichte bald darauf (1993 und 1997) ein Maximum von 32,8%, um anschließend langsam auf die 25,2% im Jahr 2017 zu sinken.

3.2 EU Referenz Szenario 2016

3.2.1 Das EU Referenz Szenario

Das EU Referenz Szenario [20] ist ein Analyse-Tool der Europäischen Kommission für die Bereiche Energie, Transport und Klimaschutz. Es schreibt aktuelle Trends und aktuelle EU-Politiken sowohl für die gesamte EU als auch für die einzelnen Mitgliedsstaaten in 5-Jahres-Schritten bis 2050 fort.

Damit soll das EU Referenz Szenario nicht als Vorhersage zukünftiger Entwicklungen dienen, sondern viel mehr als Benchmark, gegen die Einflüsse und Wirkungen neuer bzw. geänderter Politiken gemessen werden können.

3.2.2 Atomenergie 2050 im EU Referenz Szenario 2016

Laut EU Referenz Szenario wird die inländische Erzeugung in der EU – auch hier noch inklusive Vereinigtes Königreich – im Jahr 2050 6.859 PJ betragen. Das entspricht einem Anteil von 24,8% an der gesamten inländischen Erzeugung. Rechnet man auch hier das Vereinigte Königreich heraus, ergibt sich eine inländische Erzeugung in Höhe von 5.546 PJ, was einem Anteil an der gesamten inländischen Erzeugung von 22,2% entspricht. Während die inländische Erzeugung in der EU sinken soll, nimmt sie im Vereinigten Königreich zu. Dennoch liegt das Vereinigte Königreich (1.314 PJ) auch im Jahr 2050 des EU Referenz Szenarios 2016 deutlich hinter Frankreich (2.352 PJ).

Der Bruttoinlandsverbrauch in absoluten Zahlen entspricht auch hier (wie natürlich auch der Umwandlungseinsatz) der inländischen Erzeugung. Der Anteil am gesamten

Bruttoinlandsverbrauch beträgt mit Vereinigtem Königreich 11,0% bzw. ohne Vereinigtes Königreich 10,1%.

Die installierte elektrische Leistung beträgt 92,8 GW_e, ohne Vereinigtes Königreich jedoch „nur“ 75,5 GW_e. Insgesamt werden damit 2.652 PJ elektrischer Strom produziert (2.130 PJ ohne Vereinigtes Königreich).

In der folgenden Tabelle werden einige Werte des Jahres 2017 mit Ergebnissen des EU Referenz Szenarios 2016 verglichen.

	2017	EURS 2050	Δ (%)
BIV	8.822	6.859	-22
installierte Leistung	120,9	92,8	-23
Stromproduktion	2.987	2.652	-11

Tabelle 5: Vergleich von BIV (PJ), installierter Leistung (GW_e) und Stromproduktion (PJ) im Jahr 2017 und im Jahr 2050 des EU Referenz Szenarios

Mit den Zahlen laut Tabelle 5 ergeben sich für 2017 ein mittlerer Wirkungsgrad für die Kernkraftwerke von 33,86% und 6.863 Volllaststunden (beinahe 200 Volllaststunden mehr als in Kapitel 3.1 angegeben!). Für 2050 ergeben sich nach EU Referenz Szenario 2016 allerdings ein mittlerer Wirkungsgrad von 38,66% und 7.938 Volllaststunden – beides nimmt also deutlich zu.

3.3 long-term strategy 2050

3.3.1 Die Szenarien der long-term strategy 2050

Die long-term strategy 2050 der EU [21] beschreibt in insgesamt neun Szenarien mögliche Energiezukünfte. Das Baseline-Szenario beruht dabei weitgehend auf dem EU Referenz Szenario 2016. Die Unterschiede zum EU Referenz Szenario 2016 liegen hauptsächlich in Updates betreffend technologische Entwicklungen und die Wirkung von Politiken betreffend nicht-CO₂-Emissionen.

Die weiteren acht Szenarien dienen der Untersuchung, wie die EU ihre Verpflichtungen gemäß Klimavertrag von Paris erfüllen kann. Dabei wird „deutlich unter 2°C“ mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) um 80% (exkl. LULUCF) gegenüber 1990 identifiziert, „möglichst auf 1,5°C“ mit einer Reduktion um 100% (inkl. LULUCF).

In Abhängigkeit von den erzielten THG-Reduktionen lassen sich die Szenarien in drei Kategorien einteilen, nämlich

- -80% THG-Emissionen (exkl. LULUCF),
- -90% THG-Emissionen (exkl. LULUCF) und

- -100% THG-Emissionen (inkl. LULUCF).

Die Szenarien stimmen bis 2030 praktisch mit dem Baseline-Szenario überein. Auch darüber hinaus stimmen die modellierten Pfade in weiten Bereichen überein, untersuchen aber unterschiedliche Schwerpunktsetzungen betreffend bestimmte Technologien (und auch Verbraucherentscheidungen).

Die Kategorie 1 umfasst fünf Szenarien, wobei noch weiter unterschieden werden kann nach den Schwerpunkten dekarbonisierte Energieträger und verbrauchsseitige THG-Reduktionen. In der ersten Gruppe finden sich die drei Szenarien

- **Electrification (ELEC)**
mit weitgehender Elektrifizierung der Energienachfrage und damit einhergehender höherer Stromproduktion und -versorgung,
- **Hydrogen (H2)**
mit verstärktem Wasserstoffeinsatz zur Bedarfsdeckung und somit gesteigerter H₂-Produktion auf der Versorgungsseite und
- **E-fuels (P2X)**
mit dem Einsatz von E-Treibstoffen (gasförmig und flüssig) und entsprechend gesteigerter Produktion dieser E-Treibstoffe.

Die zweite Gruppe umfasst die Szenarien

- **Energy Efficiency (EE)**
mit dem Schwerpunkt auf erhöhter Energieeffizienz in den Bereichen Gebäude, Industrie und Transport sowie
- **Circular Economy (CIRC)**
mit der Etablierung einer Kreislaufwirtschaft in Industrie und Transport.

In die zweite Kategorie fällt das **Szenario COMBO**, das eine Kombination der ersten fünf Szenarien darstellt, wenngleich mit geringerer Ausprägung der Schwerpunkte. Zwar wurde hier kein THG-Reduktionsziel angenommen, aufgrund der Konstruktion des Szenario-Pfades ist aber klar, dass die Reduktionen zwischen jenen der Kategorie 1 und der Kategorie 3 liegen werden.

Die Kategorie 3 schließlich enthält die beiden Szenarien mit den höchsten Reduktionen an THG-Emissionen, sodass 2050 netto-null-Emissionen erreicht werden. Beide Szenarien beruhen auf dem Szenario COMBO, gehen aber von einer verstärkten Umsetzung von Maßnahmen und verbesserten Technologien aus. Die beiden Szenarien unterscheiden sich wesentlich in Bezug auf die ergänzenden Maßnahmen zur Erreichung der netto-null-Emissionen:

- **Negative Emissions Technologies (1.5TECH)**
mit der Entwicklung technischer Optionen zur Erzielung signifikanter negativer Emissionen im Jahr 2050
- **Sustainable Lifestyles (1.5LIFE)**
mit geändertem Verbraucherverhalten auch in Verkehr und Kreislaufwirtschaft

In Abbildung 5 sind die den Szenarien gemeinen Annahmen zusammengefasst. Ein wesentlicher Punkt ist, dass Atomenergie in der Stromproduktion nach wie vor eine Rolle spielt. Abbildung 6 fasst die unterschiedlichen Schlüsselmaßnahmen zusammen.

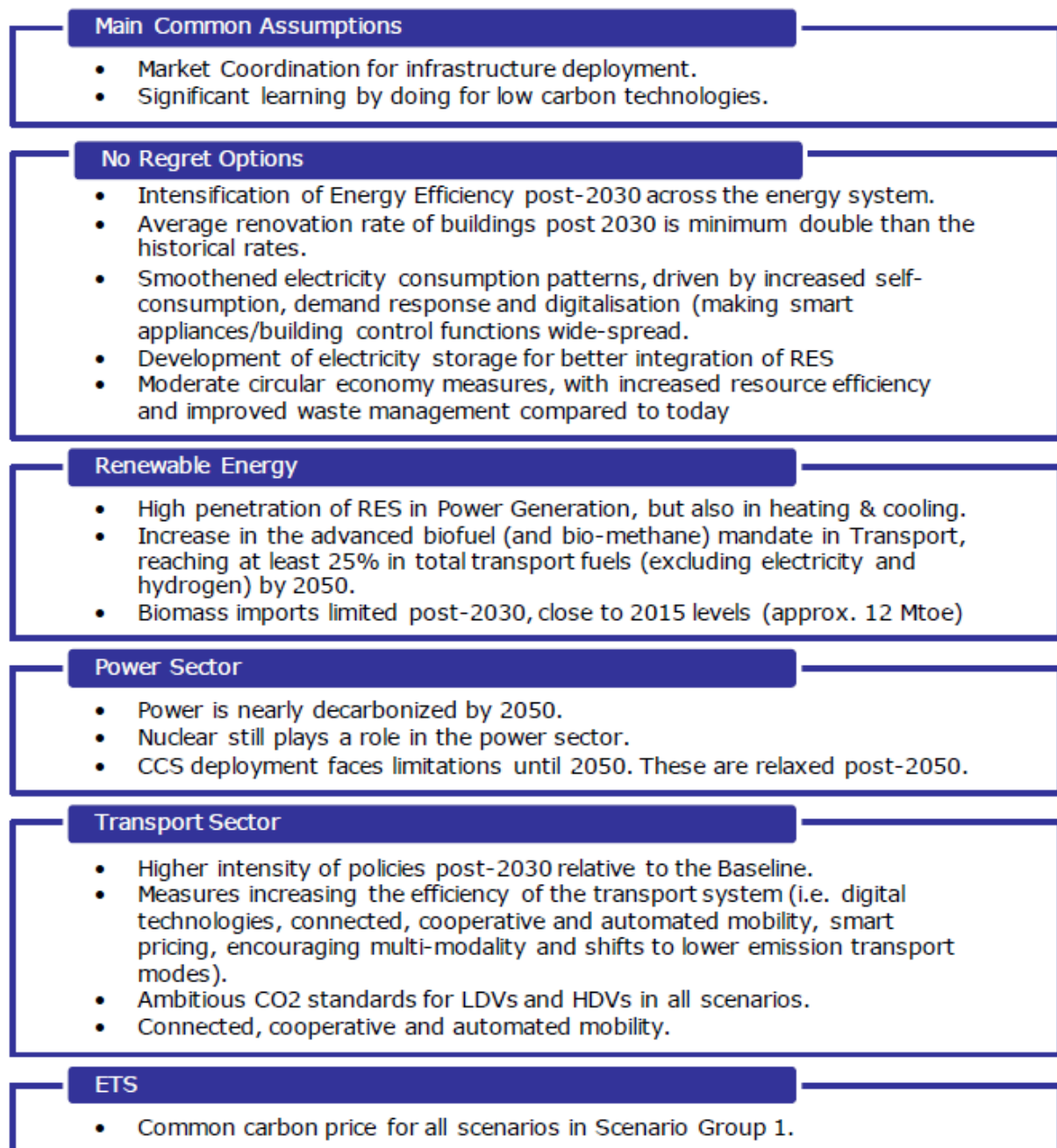


Abbildung 5: Gemeinsame Charakteristika aller Szenarien [21]

Long Term Strategy Options

	Electrification (ELEC)	Hydrogen (H2)	Power-to-X (P2X)	Energy Efficiency (EE)	Circular Economy (CIRC)	Combination (COMBO)	1.5°C Technical (1.5TECH)	1.5°C Sustainable Lifestyles (1.5LIFE)
Main Drivers	Electrification in all sectors	Hydrogen in industry, transport and buildings	E-fuels in industry, transport and buildings	Pursuing deep energy efficiency in all sectors	Increased resource and material efficiency	Cost-efficient combination of options from 2°C scenarios	Based on COMBO with more BECCS, CCS	Based on COMBO and CIRC with lifestyle changes
GHG target in 2050	-80% GHG (excluding sinks) ["well below 2°C" ambition]					-90% GHG (incl. sinks)	-100% GHG (incl. sinks) ["1.5°C" ambition]	
Major Common Assumptions	<ul style="list-style-type: none"> Higher energy efficiency post 2030 Deployment of sustainable, advanced biofuels Moderate circular economy measures Digitilisation 				<ul style="list-style-type: none"> Market coordination for infrastructure deployment BECCS present only post-2050 in 2°C scenarios Significant learning by doing for low carbon technologies Significant improvements in the efficiency of the transport system. 			
Power sector	Power is nearly decarbonised by 2050. Strong penetration of RES facilitated by system optimization (demand-side response, storage, interconnections, role of prosumers). Nuclear still plays a role in the power sector and CCS deployment faces limitations.							
Industry	Electrification of processes	Use of H2 in targeted applications	Use of e-gas in targeted applications	Reducing energy demand via Energy Efficiency	Higher recycling rates, material substitution, circular measures	Combination of most Cost-efficient options from "well below 2°C" scenarios with targeted application (excluding CIRC)	COMBO but stronger	CIRC+COMBO but stronger
Buildings	Increased deployment of heat pumps	Deployment of H2 for heating	Deployment of e-gas for heating	Increased renovation rates and depth	Sustainable buildings			CIRC+COMBO but stronger
Transport sector	Faster electrification for all transport modes	H2 deployment for HDVs and some for LDVs	E-fuels deployment for all modes	Increased modal shift	Mobility as a service			<ul style="list-style-type: none"> CIRC+COMBO but stronger Alternatives to air travel
Other Drivers		H2 in gas distribution grid	E-gas in gas distribution grid					Limited enhancement natural sink

Abbildung 6: Überblick über die Szenarien der long-term strategy 2050 [21]

3.3.2 Atomenergie in der long-term strategy 2050

Drei wesentliche Größen, die wichtige Aussagen über die Modell-Ergebnisse, allerdings nicht über Beiträge der Atomenergie, zulassen, sind der Primärenergieverbrauch, der energetische Endverbrauch und der Stromverbrauch. Diese drei Verbräuche sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

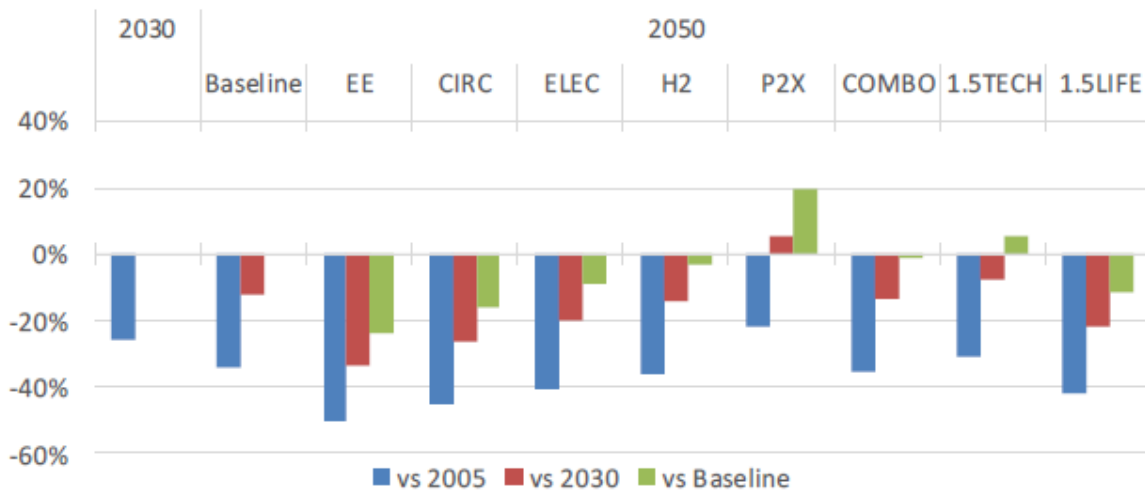


Abbildung 7: Relative Änderung (%) des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2005 und 2030 sowie gegenüber dem Baseline-Szenario [21]

Wie Abbildung 7 zeigt, wird der Primärenergieverbrauch in allen Szenarien gegenüber 2005 deutlich reduziert. Die im Sinne der Energiewende häufig geforderte Halbierung wird lediglich im Szenario Energy Efficiency (EE) erreicht. Immerhin kommen die Szenarien Electrification (ELEC, -40%), Circular Economy (CIRC, -45%) und Sustainable Lifestyles (1.5LIFE, -42%) einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs nahe.

Am geringsten fällt die Reduktion im Szenario E-fuels (P2X) mit 22% aus. In diesem Szenario liegt der Primärenergieverbrauch auch über jenem des Baseline-Szenarios, unter anderem auch deshalb, weil der Primärenergieverbrauch nach 2030 nicht weiter sinkt, sondern ansteigt. Dass auch der Primärenergieverbrauch des Szenarios Negative Emissions Technologies (1.5TECH) größer ist als jener des Baseline-Szenarios (allerdings kleiner als der Primärenergieverbrauch 2030), dürfte an der vermehrt betriebenen energieintensiven Herstellung synthetischer Treibstoffe liegen.

In Abbildung 8 sind der energetische Endverbrauch 2050 der einzelnen Szenarien samt den Anteilen unterschiedlicher Energieträger und zum Vergleich die energetischen Endverbräuche der Jahre 2000, 2015 und 2030 dargestellt.

Mit 26.293 PJ zeigt das Szenario Sustainable Lifestyles (1.5LIFE) den geringsten energetischen Endverbrauch, gefolgt vom Szenario Energy Efficiency (EE) mit 28.135 PJ und dem Szenario Negative Emissions Technologies (1.5TECH) mit 28.638 PJ. Der

energetische Endverbrauch ist in allen acht Szenarien geringer als im Baseline-Szenario, allerdings beträgt die maximale Reduktion gegenüber 2015 „nur“ 42%.

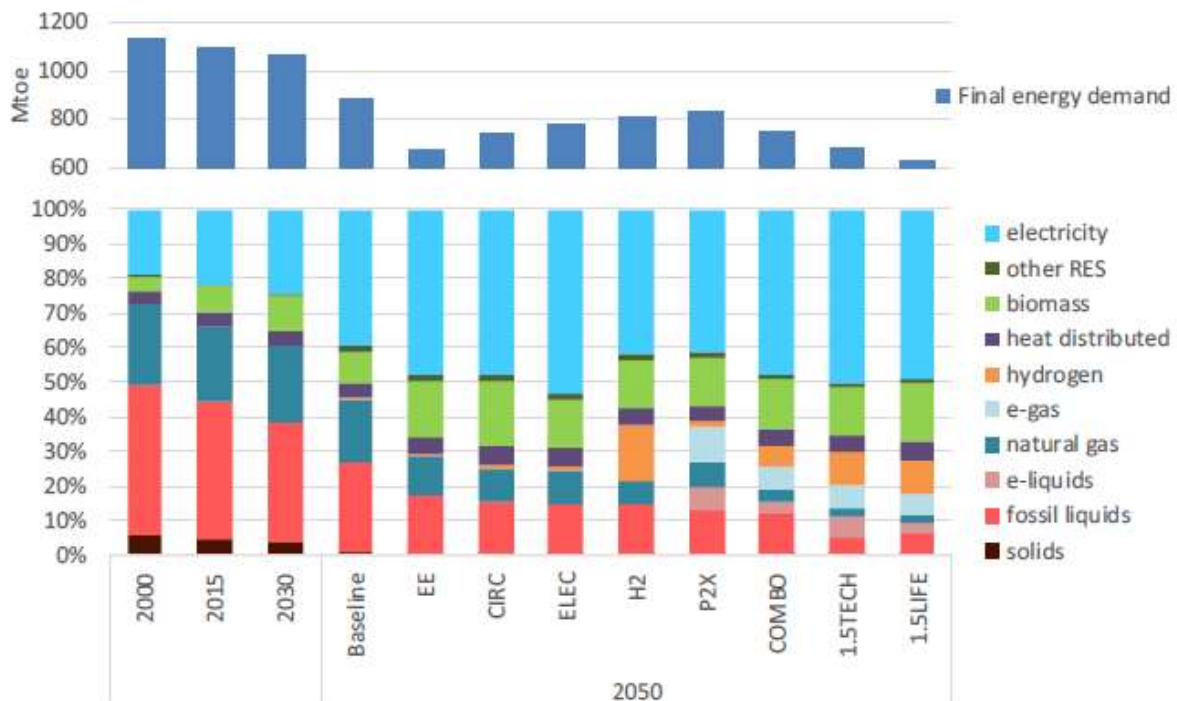


Abbildung 8: Energetischer Endverbrauch (Mtoe) und Anteile (%) unterschiedlicher Energieträger [21]

Ein wesentlicher Kritikpunkt an der long-term strategy 2050 zeigt sich in den Anteilen der Energieträger am energetischen Endverbrauch. Wie in Abbildung 8 ersichtlich, werden in allen Szenarien auch 2050 noch fossile Energieträger eingesetzt, und zwar nicht nur Erdgas, sondern auch Erdölprodukte in teils erheblichem Ausmaß (4.857 PJ im Szenario Hydrogen (H2)) und Kohle (maximal 126 PJ in den Szenarien E-fuels (P2X) und COMBO).

Ebenfalls in allen Modellierungen und Szenarien von großem Interesse ist die Entwicklung des Stromverbrauchs. Dass der Stromverbrauch steigen wird, ist unumstritten und spiegelt sich auch in den Szenarien der long-term strategy 2050 wider. Wie Abbildung 9 entnommen werden kann, steigt der Stromverbrauch nicht nur in den Szenarien, sondern auch in den einzelnen Sektoren. Die einzige Ausnahme stellt der Dienstleistungsbereich in den beiden Szenarien Energy Efficiency (EE) und Sustainable Lifestyles (1.5LIFE) dar. Die größten Zunahmen werden im Verkehrsbereich prognostiziert (weshalb Abbildung 9 – um eine anschauliche Darstellung zu gewährleisten – zweigeteilt ist).

Auf den ersten Blick ist wenig überraschend, dass die Zunahme des Stromverbrauchs im Szenario Electrification (ELEC) am stärksten ausgeprägt ist. Dass das Szenario Hydrogen (H2) und vor Allem das Szenario E-fuels (P2X) vergleichsweise geringe Zunahmen aufweisen, liegt allerdings ausschließlich daran, dass jener Strom, der in die Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Treibstoffen fließt, im Sinne der Energiestatistik nicht als

energetischer End- bzw. Stromverbrauch ausgewiesen wird, sondern als Umwandlungseinsatz.

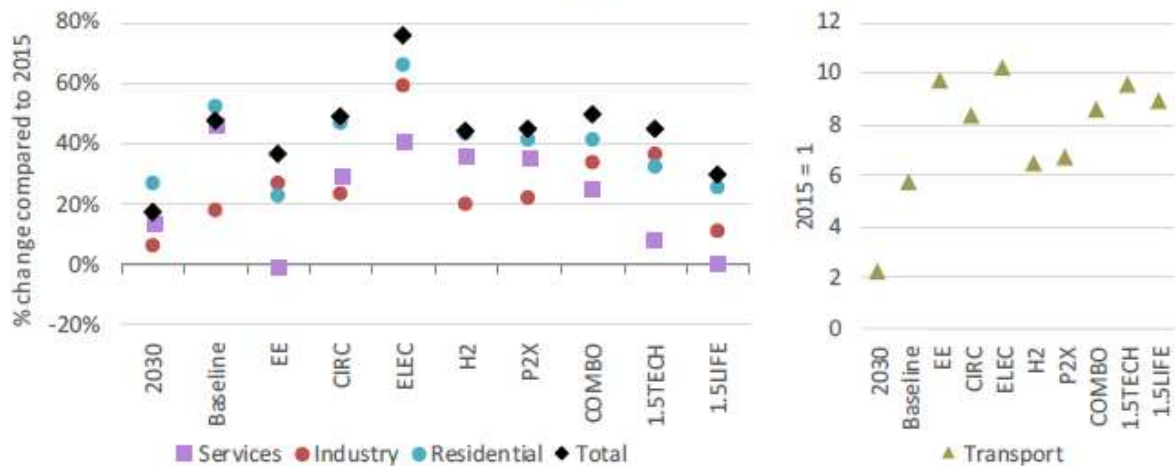


Abbildung 9: Relative Änderung (%) des Stromverbrauchs nach Sektoren gegenüber 2015 [21]

In Abbildung 10 ist der Bruttoinlandsverbrauch dargestellt. Er nimmt in allen Szenarien gegenüber 2015 ab, am deutlichsten im Szenario Energy Efficiency (EE), und zwar um 40% auf 41.156 PJ. Den mit Abstand größten Bruttoinlandsverbrauch weist das Szenario E-Fuels (P2X) auf. Die 61.755 PJ entsprechen einer Reduktion gegenüber 2015 um lediglich 9%.

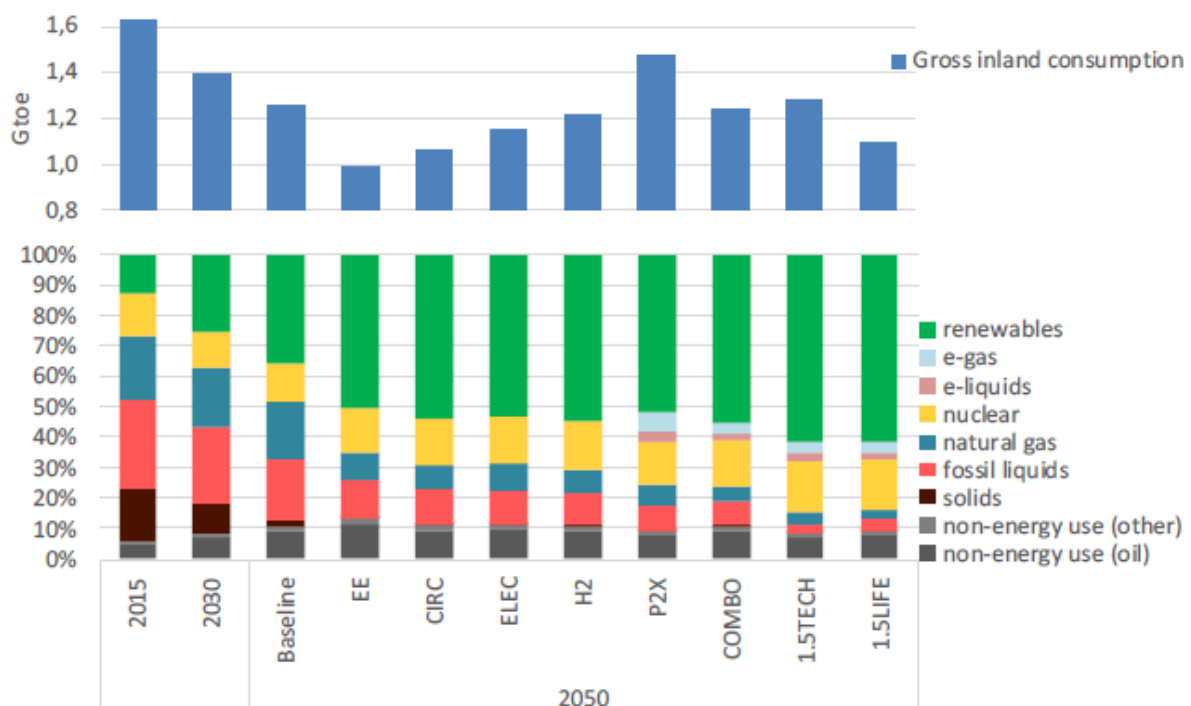


Abbildung 10: Bruttoinlandsverbrauch (Gtoe) und Anteile (%) unterschiedlicher Energieträger [21]

Die Anteile unterschiedlicher Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch in Abbildung 10 umfassen auch den Beitrag der Atomenergie. Im Jahr 2015 betrug dieser Anteil 13,6%. Mit

Ausnahme des Baseline-Szenarios (12,2%) liegt der Atomenergieanteil in allen Szenarien über diesem Wert, teils marginal (13,7% im Szenario E-Fuels (P2X)), teils deutlich (17,1% im Szenario Sustainable Lifestyles (1.5LIFE)).

Wesentlich aussagekräftiger sind in diesem Fall aber die absoluten Werte. Betrachtet man diese, so zeigt sich, dass der Beitrag der Atomenergie im Szenario Energy Efficiency (EE) mit 6.009 PJ am geringsten ausfällt. Am höchsten ist der Beitrag im Szenario Negative Emissions Technologies (1.5TECH) mit 8.931 PJ. In Tabelle 6 sind der Beitrag der Atomenergie zum Bruttoinlandsverbrauch in den einzelnen Szenarien sowie die Änderung gegenüber 2015 dargestellt.

	BIV_{nuklear}	Δ_{2015}	Δ_{2015}^{rel}
Baseline	6.410	-2.860	-31%
EE	6.009	-3.261	-35%
CIRC	6.765	-2.505	-27%
ELEC	7.441	-1.829	-20%
H2	8.084	-1.186	-13%
P2X	8.460	-809	-9%
COMBO	8.248	-1.022	-11%
1.5TECH	8.931	-339	-4%
1.5LIFE	7.868	-1.402	-15%

Tabelle 6: Beitrag (PJ) der Atomenergie zum Bruttoinlandsverbrauch sowie absolute (PJ) und relative (%) Änderung gegenüber 2015 nach Szenarien [22]

Abbildung 11 zeigt die Zunahme der Stromproduktion gegenüber 2015. Während die Zunahmen bis 2030 mit rund 14% eher gering ausfallen, erreichen sie bis 2050 vor Allem in den Szenarien Negative Emissions Technologies (1.5TECH, 146%) und E-Fuels (P2X, 137%) enorme Ausmaße, liegen aber auch in den Szenarien Hydrogen (H2), COMBO und Sustainable Lifestyles (1.5LIFE) über 100%. Das Szenario Energy Efficiency (EE) zeigt mit 34% die geringste Zunahme. In allen Szenarien zeigt sich, dass die Zunahmen der Stromproduktion mit 2050 nicht abgeschlossen sind, sondern sich bis 2070 fortsetzen.

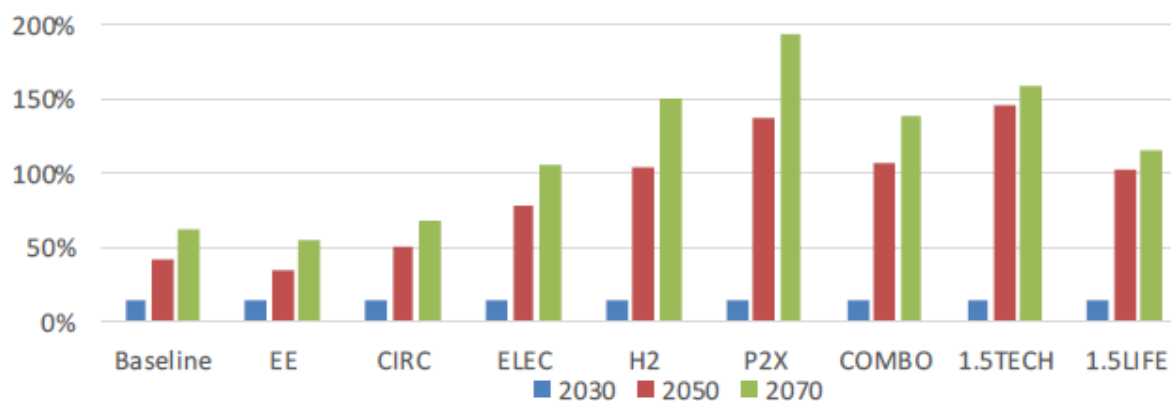


Abbildung 11: Relative Änderung (%) der Stromproduktion der Jahre 2030, 2050 und 2070 der LTS-Szenarien gegenüber 2015 [21]

Abbildung 12 zeigt, dass der Anteil der Atomenergie an der Stromproduktion sinken wird. Unter „Decarb. 2050“ sind dabei die Mittelwerte über die Dekarbonisierungs-Szenarien eingetragen. In den Szenarien reicht der Anteil der Atomenergie von 12% bis 15%.

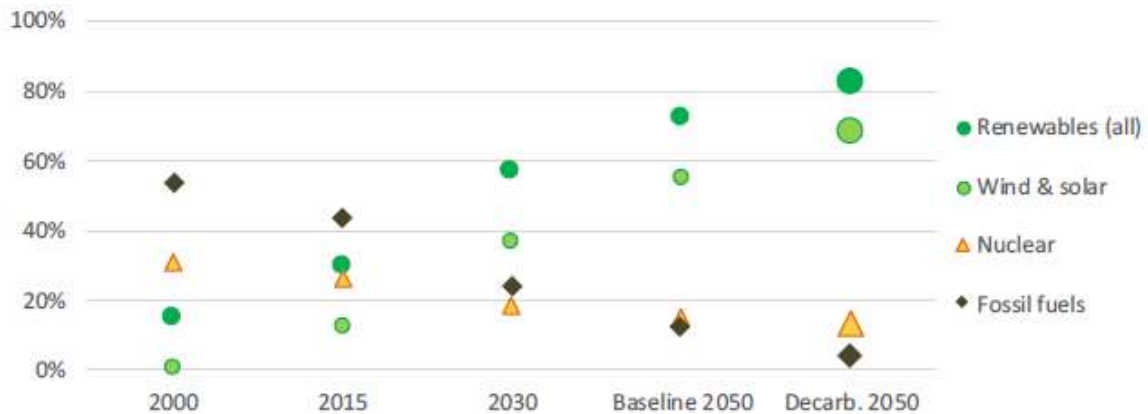


Abbildung 12: Anteile (%) an der Stromproduktion [21]

Im Jahr 2017 (siehe Kapitel 3.1) betrug dieser Anteil noch 25,2%. Bedenkt man jedoch die Zunahmen in der Stromproduktion mit, so relativiert sich diese Abnahme, wie auch die absoluten Beiträge gemäß Tabelle 6 zeigen.

Mit dem Wachstum des Stromverbrauchs geht auch eine deutliche Erhöhung der installierten elektrischen Leistung einher, wie auch Abbildung 13 eindrucksvoll zeigt. Diese Zunahme geht allerdings überwiegend auf Windenergie (onshore und offshore) und Photovoltaik zurück.

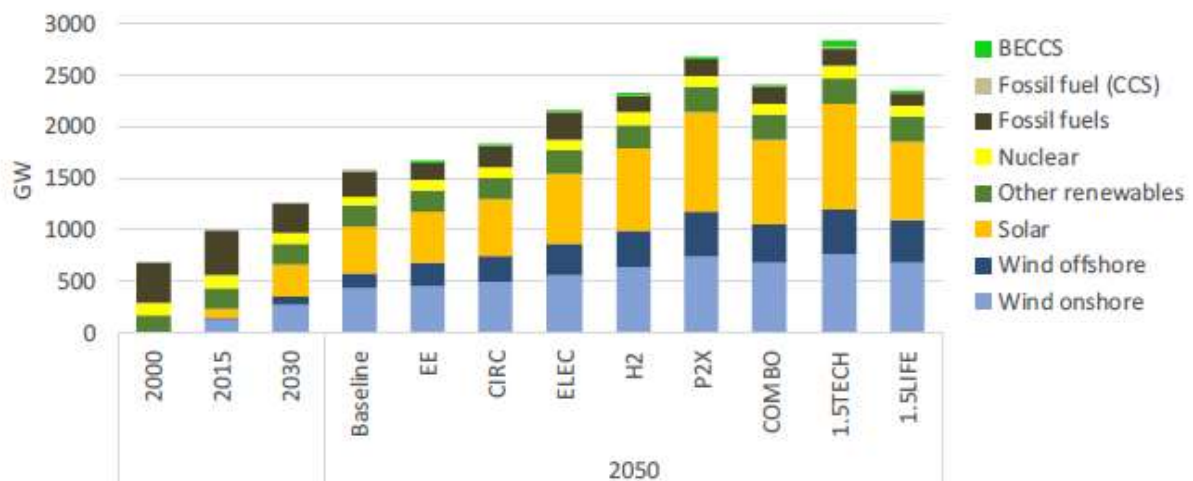


Abbildung 13: Installierte elektrische Leistung (GW_e) nach Primärenergieträgern (und Technologie) [21]

Die in AKWs installierte elektrische Leistung nimmt hingegen gegenüber 2015 mit 122 GW_e ab. Am stärksten ausgeprägt ist diese Abnahme im Baseline-Szenario mit 86,8 GW_e.

(-28,85%), hingegen kaum wahrnehmbar im Szenario Negative Emissions Technologies (1.5TECH) mit 121,3 GW_e (-0,57%).

Von großem Interesse ist die Frage, wie diese installierten Leistungen zustande kommen sollen. Auskunft über die jährlich neu installierte Leistung gibt Abbildung 14.

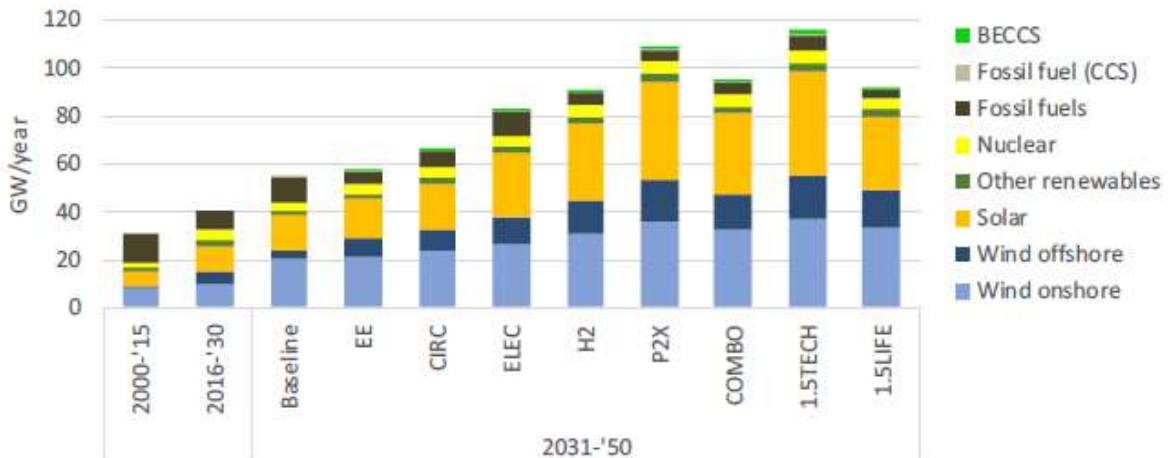


Abbildung 14: Jährlich neu installierte elektrische Leistung (GW_e/a) nach Primärenergieträgern (und Technologie) [21]

Nach der „supplementary information zur IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773“ [22] zu urteilen, beträgt die jährlich neu installierte Leistung in AKWs im Zeitraum 2016 – 2030 4,9 GW_e/a und liegt im Zeitraum 2031 – 2050 je nach Szenario im Bereich von 3,6 GW_e/a bis 5,3 GW_e/a. Für den Zeitraum 2000 bis 2015 wird die jährliche Zuwachsrate mit 1,3 GW_e/a angegeben.

Berechnet man für das Baseline-Szenario die bis 2050 neu installierte Leistung (P_{2050}^{neu}) mit den jährlichen Zuwachsraten von 4,9 GW_e/a für den Zeitraum von 2016 bis 2030 ($P_{16-30}^{jährl}$) und 3,6 GW_e/a für den Zeitraum von 2031 bis 2050 ($P_{31-50}^{jährl}$), so ergeben sich 145,5 GW_e. Mit der 2015 installierten Leistung von 122 GW_e ergibt sich – ohne Berücksichtigung von Abschaltungen – für das Jahr 2050 eine gesamte installierte Leistung ($P_{2050}^{ges,OA}$) von 267,5 GW_e. Laut long-term strategy 2050 beträgt die in diesem Szenario im Jahr 2050 installierte Leistung (P_{2050}^{LTS}) 86,8 GW_e. Um von $P_{2050}^{ges,OA}$ auf P_{2050}^{LTS} zu kommen, müsste im Zeitraum von 2016 bis 2050 eine installierte Leistung in Höhe von 180,7 GW_e vom Netz genommen werden ($P_{16-50}^{vom\ Netz}$).

In Tabelle 7 sind die jährlichen Zuwachsraten ($P_{31-50}^{jährl}$) laut „supplementary information“ [22], die damit berechneten im Zeitraum von 2016 bis 2050 zusätzlich installierten Leistungen (P_{2050}^{neu}), die sich ergebenden installierten Leistungen 2050 ($P_{2050}^{ges,OA}$, ohne Berücksichtigung von Abschaltungen), die nach der „IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773“ [21] installierten Leistungen 2050

(P_{2050}^{LTS}) und die im Zeitraum von 2016 bis 2050 vom Netz genommene installierte Leistung ($P_{16-50}^{vom\ Netz}$) dargestellt.

	$P_{31-50}^{jährl}$	P_{2050}^{neu}	$P_{2050}^{ges,OA}$	P_{2050}^{LTS}	$P_{16-50}^{vom\ Netz}$
Baseline	3,6	145,5	267,5	86,8	180,7
EE	4,2	157,5	279,5	99,3	180,2
CIRC	4,6	165,5	287,5	106,7	180,8
ELEC	4,9	171,5	293,5	112,9	180,6
H2	5,0	173,5	295,5	114,1	181,4
P2X	5,1	175,5	297,5	116,9	180,6
COMBO	5,1	175,5	297,5	116,9	180,6
1.5TECH	5,3	179,5	301,5	121,3	180,2
1.5LIFE	5,0	173,5	295,5	114,8	180,7

Tabelle 7: Jährliche Zuwachsraten (GW_e/a) [22], bis 2050 neu installierte Leistung (GW_e), im Jahr 2050 ohne Berücksichtigung von Abschaltungen installierte Leistung (GW_e), im Jahr 2050 installierte Leistung (GW_e) nach LTS [21] und die bis 2050 vom Netz zunehmende Leistung (GW_e)

Nach den Zahlen in Tabelle 7 zu urteilen, müssten bis 2050 in jedem Szenario knapp über 180 GW_e Leistung vom Netz gehen – und damit um gut die Hälfte mehr, als derzeit überhaupt betrieben wird. Hier handelt es sich offensichtlich um einen Fehler.

In der „supplementary information“ [22] wird in einer Fußnote allerdings festgehalten, dass die zusätzlichen Leistungen alle Investitionen in Erzeugungskapazitäten umfassen, also nicht nur Neubau oder Laufzeitverlängerungen, sondern beispielsweise auch Nachrüstungen. Eventuell lässt sich die enorme Höhe der jährlich neu installierten Leistung durch die einbezogenen hohen Investitionen in Nachrüstungen und Anlagenausrüstungen erklären.

Unabhängig von dieser möglichen Erklärung, wird angenommen, dass der Fehler tatsächlich (und ausschließlich) in den Angaben zu den jährlichen Zuwachsraten liegt. Um diesen Fehler korrigieren zu können, wird folgende Vorgehensweise gewählt:

- Die installierte Leistung 2015 und die installierten Leistungen im Jahr 2050 sind vorgegeben.
- Die bis 2050 vom Netz genommene Leistung wird der IAEA-Publikation „ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES FOR THE PERIOD UP TO 2050, 2019 Edition“ [23] entnommen. Damit ergibt sich, welcher Teil der installierten Leistung 2015 im Jahr 2050 noch in Betrieb ist.
- Die jährlichen Zuwachsraten werden einheitlich nach der Formel

$$P_i^{jährl,korr} = P_i^{jährl} - \frac{P_{16-50}^{vom\ Netz} - P_{IAEA}^{vom\ Netz}}{35\ a}$$

korrigiert. Das heißt, dass der Durchschnitt der in Tabelle 7 aufgelisteten bis 2050 vom Netz zu nehmenden Leistungen $P_{16-50}^{vom\ Netz}$ berechnet wird. Von diesem Durchschnitt $\overline{P_{16-50}^{vom\ Netz}}$ wird jene installierte Leistung $P_{IAEA}^{vom\ Netz}$ abgezogen, mit der sich der in bullet point 2 angesprochene Teil der installierten Leistung 2015, der 2050 noch im Betrieb ist, ergibt. Da ein Zeitraum von 35 Jahren betrachtet wird, werden die jährlichen Zuwachsraten $P_i^{jährl}$ um ein 35stel dieser Differenz reduziert, das Ergebnis sind die gesuchten korrigierten jährlichen Zuwachsraten $P_i^{jährl,korr}$.

Die IAEA-Publikation „ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES FOR THE PERIOD UP TO 2050, 2019 Edition“ [23] zeigt für die Region „Northern, Western and Southern Europe“ folgendes Bild:

- Bis 2050 werden – ausgehend von 111 GW_e installierter Leistung im Jahr 2018 – 101 GW_e vom Netz gehen.
- Im „high case“ werden bis 2050 52 GW_e neu gebaut, im „low case“ 42 GW_e.

Geht man davon aus, dass von der aktuell installierten Leistung (122 GW_e) im Jahr 2050 nur noch 10 GW_e verbleiben, so erhält man für $P_{IAEA}^{vom\ Netz}$ den Wert 112 GW_e. Für $\overline{P_{16-50}^{vom\ Netz}}$ erhält man 180,6 GW_e. Damit zeigt sich, dass die in der „supplementary information“ [22] angegebenen Zuwachsraten um rund 2 GW_e/a reduziert werden müssen, um die in der long-term strategy 2050 angegebenen installierten Leistungen 2050 zu erreichen. In Tabelle 8 sind die sich so ergebenden Zuwachsraten für den Zeitraum 2031 bis 2050 ($P_{31-50}^{jährl,korr}$), die bis 2050 neu installierte Leistung ($P_{2050}^{neu,korr}$) und die 2050 installierte Leistung ($P_{2050}^{ges,korr}$) sowie die installierte Leistung laut long-term strategy 2050 (P_{2050}^{LTS}) zusammengefasst. Für den Zeitraum von 2016 bis 2030 beträgt die jährlich neu installierte Leistung $P_{16-30}^{jährl,korr}$ 2,9 GW_e/a.

	$P_{31-50}^{jährl,korr}$	$P_{2050}^{neu,korr}$	$P_{2050}^{ges,korr}$	P_{2050}^{LTS}
Baseline	1,6	76,9	86,9	86,8
EE	2,2	88,9	98,9	99,3
CIRC	2,6	96,9	106,9	106,7
ELEC	2,9	102,9	112,9	112,9
H2	3,0	104,9	114,9	114,1
P2X	3,1	106,9	116,9	116,9
COMBO	3,1	106,9	116,9	116,9
1.5TECH	3,3	110,9	120,9	121,3
1.5LIFE	3,0	104,9	114,9	114,8

Tabelle 8: Jährliche Zuwachsraten (GW_e/a), neue und gesamte installierte Leistung (GW_e) sowie gesamte installierte Leistung (GW_e) laut LTS 2050

Die Übereinstimmung zwischen den gesamten installierten Leistungen $P_{2050}^{ges,korr}$ und P_{2050}^{LTS} in Tabelle 8 ist relativ gut, die Abweichungen lassen sich trotz des extrem einfachen Ansatzes

zur Korrektur auf Rundungsfehler zurückführen. Festgehalten werden muss, dass damit die Angaben in der „supplementary information“ [22] zu den jährlichen Zuwachsraten korrigiert wurden, um das „gewünschte“ Ergebnis zu erhalten. Weder ist damit der Fehler erklärt, noch ist gesichert, dass die Korrektur die richtigen Zahlen liefert. Für die weiteren Betrachtungen werden dennoch diese Zahlen herangezogen, auch um eine Vergleichbarkeit mit der IAEA-Publikation „ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES FOR THE PERIOD UP TO 2050, 2019 Edition“ [23] zu erhalten.

4. Zukunft der Atomenergie

4.1 AKW-Ausbau gemäß long-term strategy 2050

Betrachtet man die jährlichen Zuwachsraten für die installierte Leistung im Bereich der Atomenergie gemäß long-term strategy 2050, so zeigt sich, dass trotz sinkender gesamter installierter Leistung hohe Ansprüche an den Neubau von AKWs gestellt werden.

Um diese Aussage zu untermauern, werden folgende Annahmen getroffen:

- Die neu gebauten Reaktoren verfügen über eine installierte elektrische Leistung von 1,6 GW.
- Die durchschnittliche Bauzeit beträgt 68 Monate.

Diese beiden Annahmen lassen sich wie folgt plausibilisieren: Wie ein Vergleich mit Tabelle 3 zeigt, ist 1,6 GW auch die Leistung des derzeit in Finnland in Bau befindlichen Reaktors, jene in Frankreich bzw. dem Vereinigten Königreich haben eine Leistung von 1,63 GW. In Planung befindliche Projekte in Finnland und Frankreich liegen im Mittel bei 1,19 GW. Die in der Slowakei in Bau befindlichen Reaktoren liegen bei 440 MW, die insgesamt sieben in Planung befindlichen Reaktoren in der Slowakei, in Tschechien und in Ungarn sollen jeweils eine Leistung von 1.200 MW aufweisen [17]. Die Annahme von 1,6 GW installierter Leistung scheint also eher hoch gegriffen zu sein.

Laut „Nuclear Power Reactors in the World“ [17] beträgt der Median der Bauzeiten im Zeitraum von 2011 bis 2017 68 Monate. Dieser Wert wird hier für die durchschnittliche Bauzeit herangezogen.

Damit ergibt sich – um die im Jahr 2050 in den LTS-Szenarien installierten Leistungen zu erreichen – folgendes Bild: Im Zeitraum von 2016 bis 2030 müssten jährlich 1,84 Reaktoren gebaut werden bzw. bei der angenommenen durchschnittlichen Bauzeit je Reaktor an 10,41 Reaktoren gleichzeitig gebaut werden.

Vergleichsweise gering sind die Ansprüche im Baseline-Szenario. In diesem Szenario müssten im Zeitraum von 2031 bis 2050 jährlich 1,02 Reaktoren gebaut werden. Mit einer durchschnittlichen Bauzeit von 68 Monaten müsste an 5,8 Reaktoren parallel gebaut werden. Die höchsten Ansprüche stellt das Szenario Negative Emissions Technologies (1.5TECH). Hier ist die Fertigstellung von 2,09 Reaktoren pro Jahr nötig. Berücksichtigt man wiederum die durchschnittliche Bauzeit, so muss an 11,82 Reaktoren gleichzeitig gebaut werden.

Wie ein neuerlicher Vergleich mit Tabelle 3 zeigt, sind derzeit in der EU immerhin fünf Reaktoren mit einer installierten Leistung von insgesamt 5,74 GW in Bau, acht weitere mit einer Leistung von insgesamt 9,57 GW befinden sich in Planung.

Betrachtet man die derzeit in Bau befindlichen Reaktoren und geht auch hier von einer durchschnittlichen Bauzeit von 68 Monaten aus, so zeigt sich, dass nicht einmal die

Anforderungen des Baseline-Szenarios erfüllt werden. Mit diesen Werten erreicht man 2050 (unter der Voraussetzung, dass 10 GW der aktuell installierten Leistung dann noch am Netz sind) eine installierte Leistung von 45,45 GW und liegt somit im Bereich des „low case“ in „ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES FOR THE PERIOD UP TO 2050, 2019 Edition“ [23], der für „unsere“ Region („northern, western and southern europe“) im Jahr 2050 eine installierte Leistung von 42 GW prognostiziert.

Betrachtet man statt der in Bau befindlichen Reaktoren jene in Planung, so liegt man geringfügig über dem jährlichen Zubau des Baseline-Szenarios. Da aber dieser Zubau für den Zeitraum von 2016 bis 2030 unter jenem der long-term strategy 2050 liegt, erreicht man 69,11 GW installierter Leistung wiederum nicht den Wert des Baseline-Szenarios von 86,8 GW, sondern liegt in diesem Fall in der Nähe des „high case“ der IAEA mit 67 GW.

Nur wenn man die derzeit in Bau und in Planung befindlichen Reaktoren für die jährliche Ausbaurrate kombiniert betrachtet (also den gleichzeitigen Bau an allen 13 Reaktoren, durch den Bau immer neuer Reaktoren bis 2050 fortgesetzt), erhält man für das Jahr 2050 eine installierte Leistung von 104,56 GW und liegt damit über dem Baseline-Szenario und dem EE-Szenario (99,3 GW), aber unter allen anderen Szenarien (106,7 bis 121,3 GW).

4.2 AKW-Szenario weltweit

In „ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES FOR THE PERIOD UP TO 2050, 2019 Edition“ [23] sind auch „low case“ und „high case“ Szenarien für die weltweite Entwicklung der Atomenergie dargestellt. Ausgehend von einer installierten Leistung in Höhe von 396 GW im Jahr 2018 werden installierte Leistungen von 371 GW bzw. 715 GW prognostiziert. Ersetzt man im „low case“ die Prognose für „northern, western and southern europe“ durch das Baseline-Szenario und im „high case“ durch das Szenario Negative Emissions Technologies (1.5TECH), so ergeben sich Prognosen von 416 GW bzw. 769 GW.

Geht man davon aus, dass die installierte Leistung in beiden konstruierten „cases“ vom Ausgangswert 396 GW im Jahr 2018 linear auf die Werte 416 GW bzw. 769 GW im Jahr 2050 steigt und danach konstant auf diesen Werten bleibt, und nimmt man an, dass ein GW installierte Leistung immer denselben Uranbedarf bedingt, so lassen sich mit den Reserven und dem verbleibenden Potenzial aus Tabelle 2 dynamische Reichweiten angeben.

Für den angepassten „low case“ ergibt sich bezogen auf die Reserven eine Reichweite von 20 Jahren, bezogen auf das verbleibende Potenzial eine von 197 Jahren. Im angepassten „high case“ ergibt sich bezogen auf die Reserven eine Reichweite von 16 Jahren, bezogen auf das verbleibende Potenzial eine Reichweite von 113 Jahren. Gleichzeitig würden sich mit der intensiveren Nutzung der Atomenergie aber auch die Abfall- und (End-) Lagerprobleme drastisch verschärfen.

4.3 Interpretation

Die oben angestellten Überlegungen für die EU zeigen, dass die Annahmen zur Rolle der Atomenergie in der long-term strategy 2050 in jedem Szenario noch deutlich über die Erwartungen der IAEA – deren Prognosen in der Vergangenheit immer weit überschießend waren – hinausgehen.

Aktuelle Planungen, ergänzt durch statistische Betrachtungen, zeigen, dass zumindest die EU eher auf den „low case“ der IAEA-Projektionen zusteuert. Von einer Realisierung der LTS-Szenarien ist man damit sehr weit entfernt. Dabei fließt in diese Betrachtungen nicht ein, dass es ganz besonders in der EU im Rahmen der letzten Projekte zuverlässig zu deutlichen Überschreitungen sowohl der geplanten Bauzeiten als auch der geplanten Kosten kommt. Beides hat fatale Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte und die resultierenden Stromgestehungskosten, wodurch die aktuell geringen Uranpreise (rund 8% der Gestehungskosten [24], [25]) mehr als aufgewogen werden.

Die geringen Uranpreise haben aber natürlich Auswirkungen auf die Förderung. So ist es derzeit mehr als fraglich, ob für die Beurteilung von Reichweiten auch Ressourcen in Betracht gezogen werden sollen. Beschränkt man sich aber auf die Reserven, so ist klar, dass der EU (und auch der ganzen Welt) das Uran ausgeht, bevor wir das Jahr 2050 erreichen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Szenarien der long-term strategy 2050 zumindest hinsichtlich des Beitrags der Atomenergie nicht realisiert werden können. Ganz abgesehen davon, dass die long-term strategy 2050 natürlich auch keines der mit der Atomenergie einhergehenden Probleme löst.

Bedenkt man auch noch, dass in allen LTS-Szenarien auch im Jahr 2050 noch fossile Energieträger eingesetzt werden, ergibt sich zwingend der Schluss, dass die long-term strategy 2050 dringend geändert oder zumindest ergänzt werden muss. Es fehlt ein Szenario, das die Energieversorgung der EU zu 100% auf erneuerbare Energien umstellt. Diese Umstellung sollte – um nicht nur dem Klimavertrag von Paris, sondern auch dem Sonderbericht des IPCC Rechnung zu tragen – bis 2040 erfolgen. Damit könnte nicht nur auf Atomenergie und Fossile, sondern auch auf CCS (oder noch „obskurere“ Technologien für „negative Emissionen“, die CO₂ und eventuell andere Treibhausgase direkt aus der Atmosphäre waschen sollen) verzichtet werden. In diesem Sinn kann die Forderung der EU-Mitglieder Luxemburg, Österreich, Irland, Litauen und Spanien nach einem 100%-Erneuerbare-Szenario nur unterstützt werden.

5. Zukunftsfähige Alternative

Um eine zukunftsfähige Alternative zur Atomenergie zu finden, muss im ersten Schritt festgestellt werden, welche Menge an Strom überhaupt ersetzt werden muss. Für diesen Ersatz fällt die Wahl auf Photovoltaik und Windenergie. Um die Erträge dieser volatilen Erneuerbaren an die Erzeugung aus Atomenergie (Grundlast!) anzupassen, werden Speicher benötigt. Die damit einhergehenden Verluste müssen ebenfalls erzeugt werden. In einem weiteren Schritt muss also überprüft werden, ob ausreichend Potenziale vorhanden sind. Schließlich wird der Speicherbedarf der zukunftsfähigen Alternative abgeschätzt.

5.1 Menge des Atomstroms

Für das EU Referenz Szenario 2016 und das Baseline-Szenario der long-term strategy 2050 sind der Bruttoinlandsverbrauch, die installierte elektrische Leistung und die gewonnenen Strommengen bekannt, für die restlichen Szenarien der long-term strategy 2050 jedoch nur der Bruttoinlandsverbrauch und die installierte Leistung.

Aus dem EU Referenz Szenario 2016 und dem Baseline-Szenario lassen sich sowohl Wirkungsgrade (gewonnene Strommenge dividiert durch den Bruttoinlandsverbrauch bzw. Umwandlungseinsatz) als auch Volllaststunden (gewonnene Strommenge dividiert durch installierte Leistung) berechnen. Für das EU Referenz Szenario 2016 ergeben sich ein Wirkungsgrad von 38,66% und rund 7.938 Volllaststunden, für das Baseline-Szenario ergeben sich ein Wirkungsgrad von 38,64% und 7.926 Volllaststunden. Insgesamt ist das eine recht gute Übereinstimmung, die Abweichungen können auf Rundungsfehler zurückgeführt werden.

Bildet man für den Wirkungsgrad und die Volllaststunden jeweils den Mittelwert und kehrt die Berechnung für die weiteren Szenarien der long-term strategy 2050 um, so kann die gewonnene Strommenge einerseits über den Wirkungsgrad ($E_{el,nuk}^{\eta}$), andererseits über die Volllaststunden ($E_{el,nuk}^{Volllast}$) berechnet werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9 dargestellt.

	BIV	$E_{el,nuk}^{\eta}$	P	$E_{el,nuk}^{Volllast}$
EE	1.669	645	99,3	788
CIRC	1.879	726	106,7	846
ELEC	2.067	799	112,9	896
H2	2.246	868	114,1	905
P2X	2.350	908	116,9	927
COMBO	2.291	886	116,9	927
1.5TECH	2.481	959	121,3	962
1.5LIFE	2.186	845	114,8	911

Tabelle 9: Bruttoinlandsverbrauch (TWh), über den Wirkungsgrad berechnete Strommenge (TWh), installierte elektrische Leistung (GW) und über Volllaststunden berechnete Strommenge (TWh)

Die Werte für $E_{el,nuk}^{\eta}$ und $E_{el,nuk}^{Volllast}$ in Tabelle 9 weichen teilweise sehr deutlich voneinander ab. Damit stellt sich die Frage, welche dieser Zahlen für die weiteren Betrachtungen heranzuziehen sind.

Die long-term strategy 2050 beschreibt die gewonnenen Strommengen der Szenarien im Jahr 2050 zwar nicht direkt, sie gibt aber die Zunahme gegenüber 2015 an. Außerdem kann der long-term strategy entnommen werden, dass der Anteil des Atomstroms an der gesamten Strommenge in den „Dekarbonisierungsszenarien“ zwischen 12% und 15% liegt. In Tabelle 10 sind die gesamten Strommengen $E_{el}^{ges.}$ der Szenarien sowie die beiden unterschiedlichen Strommengen $E_{el,nuk}^{\eta}$ und $E_{el,nuk}^{Volllast}$ samt ihrem jeweiligen Anteil an der gesamten Strommenge zusammengefasst.

	$E_{el}^{ges.}$	$E_{el,nuk}^{\eta}$	$E_{el,nuk}^{\eta,rel.}$	$E_{el,nuk}^{Volllast}$	$E_{el,nuk}^{Volllast,rel.}$
EE	4.335	645	14,88%	788	18,17%
CIRC	4.853	726	14,97%	846	17,44%
ELEC	5.758	799	13,87%	896	15,55%
H2	6.567	868	13,22%	905	13,78%
P2X	7.667	908	11,85%	927	12,09%
COMBO	6.696	886	13,22%	927	13,85%
1.5TECH	7.958	959	12,05%	962	12,09%
1.5LIFE	6.535	845	12,93%	911	13,94%

Tabelle 10: Jährliche Stromerzeugung (TWh) und die unterschiedlich berechneten Anteile der Atomenergie in absoluten (TWh) und relativen (%) Zahlen

Da der Anteil des aus Atomenergie gewonnenen Stroms in den Dekarbonisierungs-Szenarien im Bereich von 12% bis 15% liegen soll, ist die Berechnung der Strommenge über den Wirkungsgrad aus dem Bruttoinlandsverbrauch (Anteil an der gesamten Strommenge im Bereich von 11,85% bis 14,97%) jener über die Volllaststunden aus der installierten Leistung (Anteil an der gesamten Strommenge im Bereich von 12,09% bis 18,17%) vorzuziehen. Die größte Menge Atomstrom wird mit 959 TWh im LTS-Szenario 1.5TECH gewonnen. Für die folgenden Betrachtungen zum Ersatz durch Photovoltaik und Windenergie werden diese 959 TWh herangezogen.

5.2 Ersatz durch Photovoltaik und Windenergie

Der Ersatz der Atomenergie soll durch Windenergie und Photovoltaik erfolgen. Die fluktuierenden erneuerbaren Energieträger ersetzen dabei Grundlast, weshalb Teile der gewonnenen Strommengen zwischengespeichert werden müssen, wobei Verluste auftreten. Es müssen also mehr als 959 TWh aus Windenergie und Photovoltaik gewonnen werden.

Um den Ersatz der Atomenergie näher betrachten zu können, wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Gewinnung von 1.055 TWh (+10% ggü. Atomstrom) ist ausreichend, um die Speicherverluste abzudecken.
- Die Erzeugung entfällt zu 80% auf Windenergie (844 TWh) und zu 20% auf Photovoltaik (211 TWh).
- Kurz- und mittelfristig (bis zu einem Monat) kann die Speicherung in Pumpspeichern und Akkumulatoren mit einem Wirkungsgrad von 80% erfolgen.
- Längerfristig wird aufgrund fehlender Alternativen Überschussstrom in Wasserstoff und anschließend in Methan umgewandelt, um gespeichert und wieder verstromt zu werden. Wirkungsgrade von je 80% für die Elektrolyse und die Methanisierung sowie 60% für die Verstromung ergeben einen Gesamtwirkungsgrad von knapp 41%.

Um den Speicherbedarf festzustellen, sind natürlich jährliche Erzeugungsmengen nicht ausreichend genau, weshalb für Atomenergie, Windenergie und Photovoltaik Jahresverläufe entwickelt wurden, und zwar nach den im Folgenden beschriebenen Schemata.

5.2.1 Jahresverläufe

Jahresverlauf Windenergie

Für den Jahresverlauf der Windenergie wurden Daten der OeMAG herangezogen, die die Winderzeugung in Viertelstundenwerten publiziert [26]. Eine größere Fläche mit Einbeziehung von offshore-Winderträgen wäre der Abbildung österreichischer Verhältnisse vorzuziehen, entsprechende Werte liegen allerdings nur für deutlich größere Zeiteinheiten vor. Da es in den folgenden Betrachtungen aber um den Ersatz von Grundlast durch volatile Erneuerbare geht, ist es – ganz besonders betreffend den Speicherbedarf – nötig, möglichst kleine Zeitintervalle abgleichen zu können. Daher beruht die Modellierung des Jahresverlaufs des Windenergieertrags auf den verfügbaren Viertelstundenwerten.

Herangezogen wurden die Werte der Jahre 2015 bis 2018 (wobei der 29.02.2016 ignoriert wurde). Die Verteilung auf die Viertelstundenwerte wurde für jedes Jahr auf eins normiert und anschließend über die vier Viertelstundenwerte gemittelt. Die sich ergebende Verteilung (Jahresverlauf) ist in Abbildung 15 dargestellt.

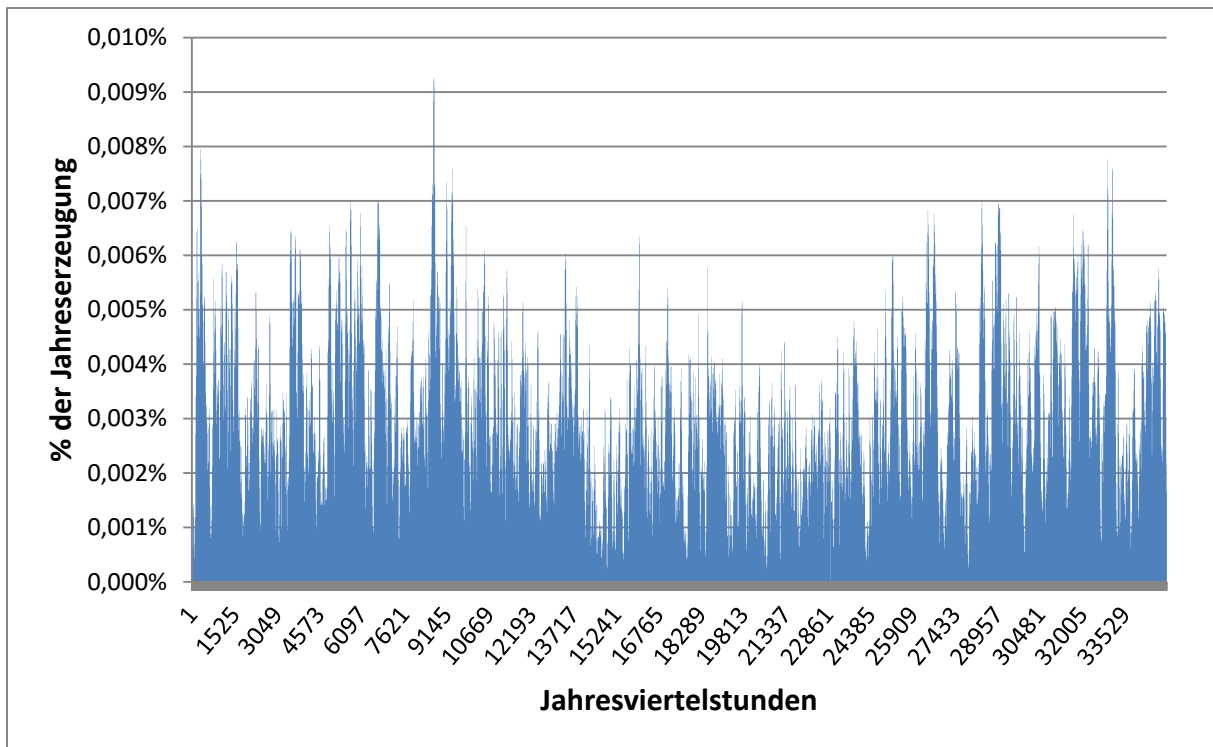


Abbildung 15: Jahresverlauf der Winderzeugung

Durch Multiplikation des Jahresverlaufs mit den 844 TWh aus Windenergie ergeben sich die Viertelstundenwerte für das Jahr 2050.

Jahresverlauf Atomenergie

Für die Atomenergie wurde, auch wenn es nicht ganz der Realität entspricht, eine Gleichverteilung angenommen, also jedem Viertelstundenwert der 35.040te Teil der Jahreserzeugung zugeschrieben.

Jahresverlauf Photovoltaik

Da für die Photovoltaik keine so detaillierten Daten wie für die Winderzeugung vorliegen, wurden der Publikation „Leistungskurven bei Photovoltaikanlagen in Theorie und Praxis“ [27] die theoretischen Tagesertragskurven für den 21. Juni und den 21. Dezember entnommen und durch Viertelstundenwerte angenähert.

Die aus der Tagesertragskurve für den 21. Juni erhaltene normierte Tagesertragskurve, die der Sommerhälfte des Jahres (April bis September) zugeordnet wurde, ist in Abbildung 16 dargestellt.

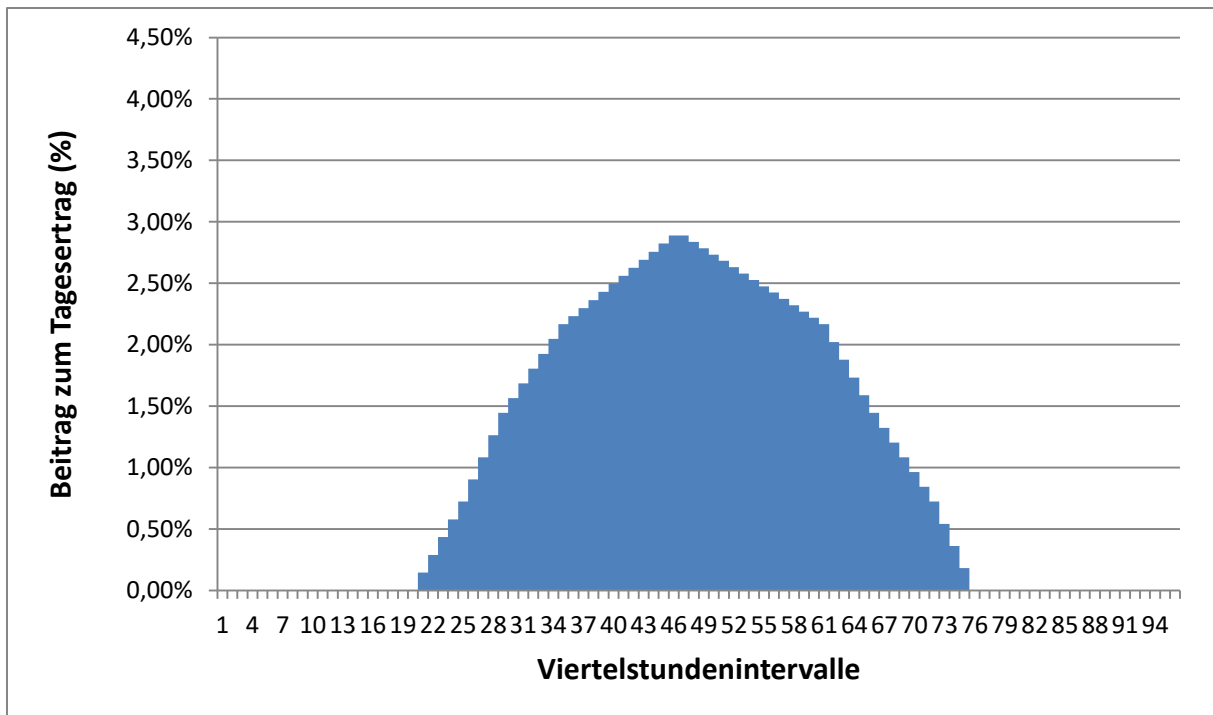


Abbildung 16: Normierte Tagesertragskurve für April bis September

Die in Abbildung 17 dargestellte normierte Tagesertragskurve wurde für die Monate Oktober bis Mai herangezogen.

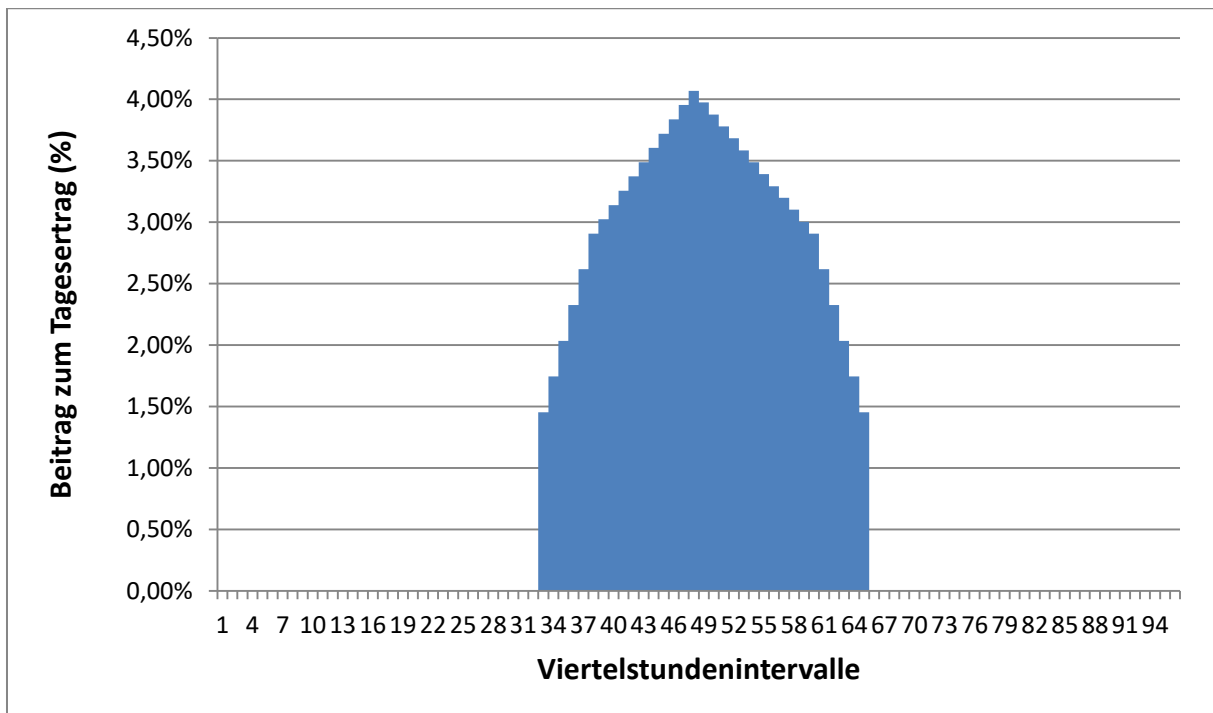


Abbildung 17: Normierte Tagesertragskurve für Oktober bis Mai

In einem nächsten Schritt wurde die Verteilung der Jahreserzeugung auf die einzelnen Monate laut solaranlage-ratgeber.de herangezogen [28]. Diese monatlichen Anteile wurden

gleichmäßig auf die einzelnen Tage umgelegt und mittels der normierten Tagesertragskurven in Viertelstundenwerte umgerechnet.

5.2.2 Abgleich der Jahresverläufe

In Tabelle 11 ist der bereits auf monatebene hochaggregierte Abgleich der Jahresverläufe dargestellt. In den Spalten zwei bis vier sind die Erzeugungen aus Windenergie (WE), Photovoltaik (PV) und Atomenergie (AE) dargestellt, in Spalte fünf die Differenz aus der Erzeugung aus Atomenergie und den Erzeugungen aus Windenergie und Photovoltaik ($\Delta_{WE,PV}^{AE}$). Spalte sechs enthält die kumulierte „Unterdeckung“ (U) und Spalte sieben den kumulierten Überschuss (Ü).

Die in Tabelle 11 erkennbaren Abweichungen bei der Erzeugung aus Atomenergie in den Monaten März und Oktober ergeben sich aufgrund der Zeitumstellung und damit einer fehlenden bzw. überzähligen Stunde im jeweiligen Monat.

	WE	PV	AE	$\Delta_{WE,PV}^{AE}$	U	Ü
Jänner	78,742	6,623	81,440	-3,924	12,683	16,607
Februar	73,130	12,510	73,559	-12,082	9,210	21,292
März	82,168	17,171	81,331	-18,008	9,177	27,184
April	87,735	19,869	78,813	-28,791	5,530	34,321
Mai	64,602	30,172	81,440	-13,333	9,644	22,977
Juni	51,103	30,662	78,813	-2,952	14,327	17,279
Juli	52,505	28,209	81,440	0,726	15,205	14,479
August	48,853	25,266	81,440	7,321	15,816	8,495
September	63,434	18,643	78,813	-3,263	10,747	14,010
Oktober	79,412	13,001	81,550	-10,863	13,322	24,185
November	80,133	4,170	78,813	-5,490	11,012	16,502
Dezember	82,011	4,661	81,440	-5,232	12,724	17,956
	843,826	210,957	958,894	-95,889	139,398	235,288

Tabelle 11: Erzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Atomenergie sowie die Differenz der Erzeugung aus Atomenergie und den Erzeugungen aus Windenergie und Photovoltaik, Unterdeckung und Überschuss (TWh)

In den meisten Monaten überwiegt der (PV- und Wind-) Überschuss so deutlich, dass die kurz- bis mittelfristige Speicherung in Akkumulatoren und Pumpspeichern ausreicht, um die Zeiten der Unterdeckung aufzufangen. Dies gilt nicht für den Juni, wo nach der Speicherung der rund 17 TWh Überschuss noch ein weiterer Bedarf in Höhe von 0,5 TWh gedeckt werden muss. Im Juli und ganz besonders deutlich im August überwiegt die Unterdeckung. Ein höherer Anteil der Photovoltaik würde dieses Ergebnis nur bedingt ändern. Die Unterdeckung resultiert überwiegend aus den Nachtstunden. Damit würde mehr Photovoltaik zwar den Überschuss in den Monaten Juli und August erhöhen (und damit die Differenz zur Unterdeckung verringern), die Unterdeckung jedoch nicht ändern.

Nach Abzug des (zwischen gespeichertem) Überschusses verbleiben in den Monaten Juni, Juli und August 0,5 TWh, 3,6 TWh und 9,0 TWh, insgesamt also 13,1 TWh Unterdeckung, die nach den oben getroffenen Annahmen durch ausreichende Mengen synthetischen Methans gedeckt werden müssen.

Mit dem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 41% müssen 34,2 TWh für die Elektrolyse bereitgestellt. Diesen 34,2 TWh steht ein – nach Abzug des zwischen gespeichertem Anteils – verbleibender Überschuss von 77,5 TWh gegenüber, also eine ausreichende Menge.

5.2.3 Potenziale von Windenergie und Photovoltaik

In die Betrachtung der Potenziale müssen natürlich die bereits im LTS-Szenario 1.5TECH vorgesehenen Mengen an Windenergie und Photovoltaik einbezogen werden. Im Bereich der Windenergie betragen die 2050 installierten Leistungen 758,7 GW (onshore) und 451,4 GW (offshore), im Bereich der Photovoltaik beträgt die installierte Leistung 1029,8 GW. Mit den Volllaststunden aus dem Baseline-Szenario in Höhe von 3.263 Stunden für Windenergie (leider nicht unterschieden nach on- und offshore) und 1.452 Stunden für Photovoltaik werden 3.949 TWh Strom aus Windenergie und 1.495 TWh Strom aus Photovoltaik erzeugt. Hinzu kommen sollen für den Ersatz der Atomenergie noch 844 TWh Strom aus Windenergie und 211 TWh aus Photovoltaik.

Die gesamte Jahreserzeugung aus Windkraft soll also 4.793 TWh betragen, jene aus Photovoltaik 1.706 TWh. Geht man davon aus, dass die Volllaststunden für die zusätzliche Erzeugung aufgrund schlechterer Standorte etwas geringer ausfallen und nimmt für die Windenergie 2.000 Volllaststunden und für die Photovoltaik 1.000 Volllaststunden an, so ergeben sich gesamte installierte Leistungen für Windenergie von 1.181 GW (onshore) bzw. 1.632 GW (onshore und offshore) und für Photovoltaik von 1.241 GW.

Die Studie „ENSPRESO – an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials“ [29] beschreibt das Potenzial der Windenergie in drei Szenarien. Im „EU-wide high restrictions“-Szenario kommen die Autoren auf eine installierte Leistung für onshore-Windenergie von 1.902 GW und bei entsprechend guten Windbedingungen auf eine Jahreserzeugung von 4.668 TWh (was 2.454 Volllaststunden entspricht). Selbst in diesem restriktiven Szenario wird also die benötigte Jahreserzeugung beinahe erreicht – und das ohne Nutzung der offshore-Windenergie.

Die im Vergleich zum Baseline-Szenario der long-term strategy geringen Volllaststunden rühren vor allem daher, dass offshore-Windenergie, die sich durch hohe Volllaststunden von teilweise über 4.000 auszeichnet, keine Berücksichtigung findet. Klar ist aber, dass unter Einbeziehung der offshore-Windenergie weit mehr als die erforderlichen 4.793 TWh erzeugt werden können.

Etwas umständlicher ist die Betrachtung der Photovoltaik. Hier liefert die Studie „A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union“ [30] allerdings eine Liste der verfügbaren und für Photovoltaik geeigneten Dachflächen in den EU-Staaten. Die gesamte Fläche beträgt 7.935 km². Bei einem Flächenbedarf von 5 m² pro kW_p kann auf dieser Fläche eine Leistung in Höhe von 1.587 GW installiert werden. Das übertrifft die oben angegebene benötigte Leistung von 1.241 GW für die Erzeugung aus Photovoltaik.

Nimmt man für die 1.029,8 GW installierter Leistung aus dem Szenario 1.5TECH die 1.452 Volllaststunden aus dem Baseline-Szenario an und für die zusätzlichen 211 GW installierter Leistung 1.000 Volllaststunden, so ergibt sich natürlich die geforderte Jahreserzeugung in Höhe von 1.706 TWh. Das entspricht 1.375 Volllaststunden.

Insgesamt zeigt sich, dass die Potenziale von Windenergie und Photovoltaik auch bei äußerst vorsichtigen Annahmen ausreichen, um zusätzlich zur Ausschöpfung in der long-term strategy auch die Atomenergie zu ersetzen.

5.2.4 Speicherbedarf

Der Speicherbedarf muss unterschieden werden in den kurz- bis mittelfristigen und in den langfristigen. Der langfristige Speicherbedarf betrifft synthetisches Methan, und zwar eine Menge von 22 TWh. Diese Menge ist so gering, dass sie im derzeitigen europäischen Gasnetz verschwinden würde. Wird die entsprechende Infrastruktur tatsächlich aufrechterhalten, ist die Speicherung dieser Menge kein Problem.

Deutlich anders ist die Situation im Bereich der kurz- bis mittelfristigen Speicherung. Hier zeigt sich beim Abgleich der Jahresverläufe im Dezember eine Phase von zehn Tagen mit weitgehender Unterdeckung. Um in dieser Phase die Grundlast zu gewährleisten ergibt sich ein Speicherbedarf von 8,3 TWh – das sind um 0,3 TWh mehr, als laut Deutscher Energie-Agentur im Jahr 2015 in deutschen Pumpspeicherwerken gespeichert wurde [31]. Das Problem in diesem Zusammenhang ist nicht die Differenz der Energiemengen, sondern der Zeitraum der Speicherung. Laut der Studie „Stromspeicherpotenziale für Deutschland“ haben die deutschen Pumpspeicherwerke ein gesamtes Arbeitsvermögen von 37,74 GWh [32]. Um 8,3 TWh zu speichern, müssten sie also 220 Mal vollgepumpt (und wieder entleert) werden. Im Laufe eines Jahres ist das gut möglich, innerhalb von acht Tagen hingegen nicht. Außerdem müssen die 8,3 TWh gesamt zur Verfügung stehen, die Pumpspeicher und Akkumulatoren dieses Speichervolumen also zu einem Zeitpunkt zur Verfügung stellen.

Im Verlauf eines Jahres entsteht durch den betrachteten Ersatz von Atomenergie durch Wind- und Photovoltaikstrom ein kurz- bis mittelfristiger Speicherbedarf von 158 TWh. Diese gewaltige Menge ergibt sich jedoch nicht nur aus der „Umwandlung“ in Grundlast, ein Teil ist auch auf die Ermittlung der Jahresverläufe für Windenergie zurückzuführen. Mit einer Verteilung über ganz Europa und durch die Einbindung von offshore-Windenergie wird der

Jahresverlauf „glatter“, wodurch der Speicherbedarf sinkt. Ebenso ist es wahrscheinlich, dass durch eine Betrachtung des gesamten Energiesystems „zeitliche Synergien“ auftreten, die einen sofortigen Einsatz des Stroms erlauben und so den Speicherbedarf reduzieren. Allerdings können diese Reduktionen hier nicht quantifiziert werden.

Dennoch sollte – auch im Rahmen des Ersatzes der Atomenergie – der Ausbau von Speicherkapazitäten möglichst gering gehalten werden. Optionen zur Verringerung liegen in Demand-Side-Management, also der Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung. Die Entwicklung hin zu smart homes wird hier neue, allerdings begrenzte Möglichkeiten eröffnen. Durch die Entwicklung entsprechender Geschäftsmodelle könnten auch die Akkumulatoren in E-Pkw, also „bereits vorhandener“ Speicher, genutzt werden.

Fest steht, dass sich der elektrische Speicherbedarf in jedem Szenario der long-term strategy deutlich erhöhen würde. Auch im Szenario P2X, das mit 446 TWh den höchsten Speicherbedarf ausweist, würden zusätzliche 180 TWh (158 TWh kurz- bis mittelfristig, 22 TWh langfristig) eine Erhöhung um 40% bedeuten.

6. Fazit

Die in den Szenarien der long-term strategy vorgesehenen Beiträge der Atomenergie zur Stromerzeugung sind nicht realistisch. Zwar liegen die Werte für die installierten elektrischen Leistungen unter dem für 2015 angegebenen Wert, sie liegen aber sehr deutlich über den Szenarien der IAEA – sogar über dem „high case“, im LTS-Szenario 1.5TECH sogar um gut 80%.

Vergleicht man die Ausbauraten, die für eine Realisierung der LTS-Szenarien nötig sind, mit den Daten der derzeit in Bau und in Planung befindlichen Reaktoren, so zeigt sich, dass trotz optimistischer Annahmen zugunsten der Atomkraft (z.B. Bauzeit von 68 Monaten pro Reaktor) die aktuellen Ambitionen im Bereich der Atomenergie nicht ausreichen, um die LTS-Szenarien zu realisieren. Man liegt hier eher im Bereich der IAEA-Szenarien.

Zu diesen Überlegungen kommen noch die Gefahren und Probleme, die mit der Atomenergie einhergehen, hinzu. Je mehr Atomenergie genutzt wird, desto höher sind auch die begleitenden Risiken.

Andererseits konnte in Kapitel 5 gezeigt werden, dass der Atomstrom auch im LTS-Szenario 1.5TECH (das mit 959 TWh die größte Menge Atomstrom aufweist) durchaus – und zwar auch in Form von Grundlast – durch Erneuerbare (Photovoltaik und Windenergie) ersetzt werden kann. Die Speicheranforderungen in diesem Szenario sind gewaltig, die europaweiten Potenziale aber mehr als ausreichend – man könnte sogar in Erwägung ziehen, den enormen Speicherbedarf durch einen höheren Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu reduzieren.

Klar ist, dass eine solche Alternative aus ökologischer Sicht vorzuziehen ist. Die Risiken, die mit den Erneuerbaren einhergehen, sind wesentlich geringer, wie auch potenzielle Schadensausmaße in jedem vergleichbaren Fall. Wie die Kurzstudie „Steuerbare erneuerbare Energien als Alternative zur Kernkraft – Kostenvergleich für Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn“ [33] zeigt, können Atomkraftwerke auch wirtschaftlich konkurrenzfähig durch Erneuerbare in Kombination mit Speicherlösungen ersetzt werden, sogar wenn die Speicherung zu 100% durch Methanisierung erfolgt.

An dieser Stelle ist auch ein letzter Blick auf die Reserven und Ressourcen angebracht. Nach der BGR-Klassifikation reichen die Uranreserven noch für rund 20 Jahre, womit ein Neubau schon heute keinen Sinn mehr hat, da der Reaktor nicht über seine Lebenszeit mit Brennstoff versorgt werden kann. Die Ressourcen bieten natürlich eine wesentlich weitere Reichweite. Allerdings wird dann entweder mit den steigenden Gewinnungskosten für Uranerz auch der Atomstrom teurer, oder er wird „fiktiv“ aus Uran gewonnen, das es vielleicht gar nicht gibt.

Damit steht fest, dass Atomenergie in einem zukünftigen Energiesystem keinen Platz haben kann – schon gar nicht in einem nachhaltigen Energiesystem. Politische Entscheidungen und

Investitionen in Atomenergie gemäß LTS vernichten Volksvermögen und Zukunftschancen, sind daher unsinnig und extrem schädlich.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mittlere Bindungsenergie [MeV] pro Nukleon [1]	8
Abbildung 2: Darstellung einer Kernspaltung [2]	10
Abbildung 3: Brennstoffzyklus vom Uran-Erz bis zum Abfall [5].....	14
Abbildung 4: Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien (verändert nach IAEA und OECD 2014) [7].....	15
Abbildung 5: Gemeinsame Charakteristika aller Szenarien [21]	28
Abbildung 6: Überblick über die Szenarien der long-term strategy 2050 [21].....	29
Abbildung 7: Relative Änderung (%) des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2005 und 2030 sowie gegenüber dem Baseline-Szenario [21].....	30
Abbildung 8: Energetischer Endverbrauch (Mtoe) und Anteile (%) unterschiedlicher Energieträger [21].....	31
Abbildung 9: Relative Änderung (%) des Stromverbrauchs nach Sektoren gegenüber 2015 [21].....	32
Abbildung 10: Bruttoinlandsverbrauch (Gtoe) und Anteile (%) unterschiedlicher Energieträger [21].....	32
Abbildung 11: Relative Änderung (%) der Stromproduktion der Jahre 2030, 2050 und 2070 der LTS-Szenarien gegenüber 2015 [21].....	33
Abbildung 12: Anteile (%) an der Stromproduktion [21]	34
Abbildung 13: Installierte elektrische Leistung (GW_e) nach Primärenergieträgern (und Technologie) [21].....	34
Abbildung 14: Jährlich neu installierte elektrische Leistung (GW_e/a) nach Primärenergieträgern (und Technologie) [21]	35
Abbildung 15: Jahresverlauf der Winderzeugung	45
Abbildung 16: Normierte Tagesertragskurve für April bis September.....	46
Abbildung 17: Normierte Tagesertragskurve für Oktober bis Mai.....	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Uranisotope, Anteile (%) am natürlichen Vorkommen und Halbwertszeiten (a)	13
Tabelle 2: Fördermenge 2017, kumulierte Förderung, Reserven, Ressourcen, gesamtes Potenzial und verbleibendes Potenzial von Uran (kt) in den größten Förderstaaten, der EU und weltweit dar [7]	16
Tabelle 3: Anzahl, installierte Leistung (MW_e) und gewonnener Strom (PJ) der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Kernreaktoren in der EU und ihren Mitgliedsstaaten im Jahr 2018 [17]	22
Tabelle 4: Absolute (PJ) und relative (%) Beiträge der Atomenergie zur Gesamtenergiebilanz der EU im Jahr 2017 [19]	25
Tabelle 5: Vergleich von BIV (PJ), installierter Leistung (GW_e) und Stromproduktion (PJ) im Jahr 2017 und im Jahr 2050 des EU Referenz Szenarios	26
Tabelle 6: Beitrag (PJ) der Atomenergie zum Bruttoinlandsverbrauch sowie absolute (PJ) und relative (%) Änderung gegenüber 2015 nach Szenarien [22]	33
Tabelle 7: Jährliche Zuwachsraten (GW_e/a) [22], bis 2050 neu installierte Leistung (GW_e), im Jahr 2050 ohne Berücksichtigung von Abschaltungen installierte Leistung (GW_e), im Jahr 2050 installierte Leistung (GW_e) nach LTS [21] und die bis 2050 vom Netz zu nehmende Leistung (GW_e)	36
Tabelle 8: Jährliche Zuwachsraten (GW_e/a), neue und gesamte installierte Leistung (GW_e) sowie gesamte installierte Leistung (GW_e) laut LTS 2050	37
Tabelle 9: Bruttoinlandsverbrauch (TWh), über den Wirkungsgrad berechnete Strommenge (TWh), installierte elektrische Leistung (GW) und über Volllaststunden berechnete Strommenge (TWh)	42
Tabelle 10: Jährliche Stromerzeugung (TWh) und die unterschiedlich berechneten Anteile der Atomenergie in absoluten (TWh) und relativen (%) Zahlen	43
Tabelle 11: Erzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Atomenergie sowie die Differenz der Erzeugung aus Atomenergie und den Erzeugungen aus Windenergie und Photovoltaik, Unterdeckung und Überschuss (TWh)	47

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
Δ	Änderung
A	Massezahl
AE	Atomenergie
AKW	Atomkraftwerk
BECCS	Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung
BGR	deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
CCS	carbon capture and storage (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CIRC	(LTS-Szenario) Circular Economy
DL	Dienstleistungsbereich
DWR	Druckwasserreaktor
E	Energie
EE	(LTS-Szenario) Energy Efficiency
eE	energetischer Endverbrauch
E _{el}	Stromverbrauch
ELEC	(LTS-Szenario) Electrification
ETS	Emissionshandelssystem
eV	Elektronvolt
EXP	Exporte
FÖ	(Uran-) Fördermenge 2017
GW _e	installierte elektrische Leistung
H ₂	(LTS-Szenario) Hydrogen
HDV	schwere Nutzfahrzeuge (heavy duty vehicles)
HH	private Haushalte
HLW	high-level-waste
IER	inländische Erzeugung von Rohenergie
ILW	intermediate-level-waste
IMP	Importe
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
J	Joule
K	Kelvin
k _B	Boltzmannkonstante
kFÖ	kumulierte Förderung
kW _p	Kilowatt peak
LAG	Lager
LDV	leichte Nutzfahrzeuge (light duty vehicles)
LLW	low-level-waste
LTS	long-term strategy 2050

Abkürzung	Bedeutung
LULUCF	land use, land-use change and forestry
LW	Land- und Forstwirtschaft
MOB	Mobilität
MOX	Mischoxid-Brennelemente
neV	nicht energetischer Verbrauch
P	Leistung
P2X	(LTS-Szenario) E-fuels
Pot	Gesamtpotenzial
PV	Photovoltaik
REC	Recycling
RS	Ressourcen
RV	Reserven
SGP	Sachgüterproduktion
SWR	Siedewasserreaktor
T	Temperatur
THG	Treibhausgase
toe	tonne of oil equivalent (1.000 Rohöleinheit)
TV	Transportverluste
U	Unterdeckung
Ü	Überschuss
Uaus	Umwandlungseinsatz
Uein	Umwandlungsausstoß
USD	US-amerikanischer Dollar
V _c	Coulomb-Barriere
VLLW	very-low-level-waste
vPot	verbleibendes Potenzial
VSE	Verbrauch Sektor Energie
W	Watt
WE	Windenergie
Wh	Wattstunde
Z	Protonenzahl
η	Wirkungsgrad
1.5LIFE	(LTS-Szenario) Negative Emissions Technologies
1.5TECH	(LTS-Szenario) Sustainable Lifestyles

Quellenverzeichnis

- [1] <http://www.leifiphysik.de/themenbereiche/kernreaktionen>
- [2] <http://www.3rd1000.com/elements/fission/u2352.gif>
- [3] http://www.risk.boku.ac.at/download/pub/Themenreport_Uran_Konferenz.pdf
- [4] http://www.ecology.at/files/pr801_3.pdf
- [5] Wallner, A. et al. (2011): Energiebilanz der Nuklearindustrie. Analyse von Energiebilanz und CO₂-Emissionen der Nuklearindustrie über den Lebenszyklus; Klima- und Energiefonds; Wiener Umwelthanwaltschaft, Wien
- [6] <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7413-uranium-2018.pdf>
- [7] https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2018.html
- [8] <http://www.nuklearsymposium.at/2010/downloads/file/8-radioactive-waste-security-bericht-zur-sicherheit-der-atommuelllagerung>
- [9] <http://www.ecology.at/files/berichte/E22.594.pdf>
- [10] <http://www.nes.at/>
- [11] https://worldnuclearwastereport.org/wp-content/themes/wnwr_theme/content/World_Nuclear_Waste_Report_2019_Focus_Europe.pdf
- [12] <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7413-uranium-2018.pdf>
- [13] <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland.aspx>
- [14] <http://www.fwu.at/assets/userFiles/Projekte/2014/TextvorschlagMA22Atom/TextBroscuh%C3%BCreDie%20ZukunftderAtomenergie.pdf>
- [15] <http://www.uma.or.at/assets/userFiles/Veranstaltungen/EHNUR/EHNURArgumentarium04042013.pdf>
- [16] Mraz, G. et al. (2014): Renewable energies versus nuclear power – comparing financial support; Austrian Institute of Ecology, e-think; Wiener Umwelthanwaltschaft, Wien
- [17] IAEA (2019): Nuclear Power Reactors in the World; Wien
- [18] European Union (2019): EURATOM Supply Agency Annual Report 2018; Luxemburg
- [19] European Union (2019): EU energy in figures: Statistical Pocketbook 2019
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e0544b72-db53-11e9-9c4e-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search
- [20] <https://data.europa.eu/euodp/de/data/dataset/energy-modelling>
- [21] IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773
https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
- [22] supplementary information – IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773
https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/long-term_analysis_in_depth_analysis_figures_20190722_en.pdf

- [23] IAEA (2019): ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES FOR THE PERIOD UP TO 2050, 2019 Edition, Wien
- [24] Schneider, M. et al. (2019): The world nuclear industry status report 2019; A Mycle Schneider Consulting Project; Paris, Budapest
- [25] <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- [26] <https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/winderzeugung/>
- [27] Schneyer, S. (2015): Leistungskurven bei Photovoltaikanlagen in Theorie und Praxis;
- [28] <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-leistung/photovoltaik-ertrag-in-sommer-und-winter>
- [29] Ruiz, P. et al. (2019): ENSPRESO – an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials; Energy Strategy Reviews
- [30] Katalin Bódis et al. (2019): A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union; Renewable and Sustainable Energy Reviews
- [31] <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>
- [32] Hartmann, N. et al. (2012): „Stromspeicherpotenziale für Deutschland“; Universität Stuttgart
- [33] Huneke, F. et al. (2018): Steuerbare erneuerbare Energien als Alternative zur Kernkraft – Kostenvergleich für Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn; Energy Brainpool, Greenpeace Energy eG, Berlin