

# Steuerbare erneuerbare Energien als Alternative zur Kernkraft Kostenvergleich für Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn

Berlin, 25. April 2018

Kurzstudie für Greenpeace Energy eG

Autoren: F. Huneke und P. Heidinger

## INHALTSVERZEICHNIS

1. Hintergrund: Nachfrage nach steuerbaren Kraftwerken .....	1
2. Stromgestehungskosten der Kernkraftprojekte .....	2
3. Alternatives Steuerbares-erneuerbare-Energien-Kraftwerk .....	5
4. Alternativen zur Kernkraft in den Visegrád-Staaten .....	8
4.1. Kernkraftprojekte in der Planung .....	8
4.1.1. Ungarn .....	8
4.1.2. Polen .....	9
4.1.3. Tschechische Republik .....	9
4.1.4. Slowakei .....	10
4.1.5. Zusammenfassung der Parameter der Kernkraftprojekte .....	11
4.2. Alternatives Steuerbares-erneuerbare-Energien-Kraftwerk .....	12
4.2.1. Ergebnisdiskussion: Dimensionierung und Kosten .....	14
4.2.2. Einfluss von Verbesserungen der Finanzierungsbedingungen .....	16
4.3. Kriterienkatalog der politischen Entscheidung .....	19
5. Fazit und Ausblick .....	20
6. Quellenverzeichnis .....	21
7. Anhang .....	24
8. Kurzporträt Energy Brainpool .....	25

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Vergleich der CAPEX von Kernkraftwerken in der Literatur mit aktuellen Plan- und Istwerten europäischer Neubauprojekte.....	2
Abbildung 2: Kostenkomponenten von Kernkraftwerken in der Bandbreite aktueller europäischer Kernkraftprojekte und einer Literaturrecherche.....	4
Abbildung 3: Konzept des seE-Kraftwerks .....	5
Abbildung 4: Geordnete stündliche Residuallast einer Grundlaststromnachfrage bei Belieferung durch feE und Visualisierung der Optionen bei der Dimensionierung der seE-Kraftwerkskomponenten.....	6
Abbildung 5: Status der Kernkraftprojekte in den Visegrád-Staaten.....	11

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Technische Parameter der geplanten Kernkraftprojekte summiert je Land.....	11
Tabelle 2: Kostenoptimierte Dimensionierung der seE-Kraftwerke in den Visegrád-Staaten.....	13
Tabelle 3: Sensitivität der Kapitalkosten als Veränderung zum Basisszenario.....	17
Tabelle 4: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung des Elektrolyseurs und der Gaskraftwerke .....	24
Tabelle 5: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der feE-Anlagen.....	24
Tabelle 6: Detaillierte Szenario-Ergebnisse für die V4-Szenarien .....	25

## 1. HINTERGRUND: NACHFRAGE NACH STEUERBAREN KRAFTWERKEN

---

In der nächsten Dekade wächst der Investitionsbedarf in steuerbare Stromerzeugung in Europa stark an. Losgetreten von der teils alters- und teils politisch bedingten Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken benötigen europäische Strommärkte neue Stromerzeugungstechnologien, die auch wachsenden Flexibilitätsanforderungen des Stromsystems gerecht werden müssen. Mittlerweile weisen Photovoltaik- (PV) und Windanlagen sehr günstige Stromgestehungskosten auf, aber ihre Stromerzeugung ist nicht steuerbar und sie tragen somit kaum zur Versorgungssicherheit bei. Ihre Integration in die Stromnetze erhöht die Flexibilitätsanforderungen an andere Netznutzer. Die Investitionsbereitschaft in steuerbare fossile Kohle- und Erdgaskraftwerke ist durch den Wunsch nach Energieunabhängigkeit einerseits und den Klimawandel andererseits geschwächt. Kernkraftwerken wird allgemein eine hohe Verfügbarkeit bei planbaren Revisionen zugeschrieben. Auch wenn sich diese Bewertung durch die Nichtverfügbarkeit französischer Kernkraftwerke im Winter 2016/2017 aktuell ändert, sind diese grundsätzlich technisch ebenfalls geeignet, um Versorgungssicherheit bei geringer Energieabhängigkeit vom Ausland und Klimaauswirkung bereitzustellen. Daher werden unter anderem in Frankreich sowie Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn jeweils Kernkraftwerksprojekte geplant oder durchgeführt, die in dieser Studie eingehend untersucht werden. Denn diese neuen Kernkraftwerke tragen sehr hohe finanzielle und ökologische Risiken.

Daher drängt sich die Frage nach technischen und wirtschaftlichen Alternativen auf. Ein Steuerbares-erneuerbare-Energien-Kraftwerk (seE-Kraftwerk) bestehend aus Photovoltaik- (PV-) und Windanlagen zur günstigen primären Energienutzung und Elektrolyseuren<sup>1</sup> mit Gaskraftwerken für die Steuerbarkeit und damit Versorgungssicherheit ist eine technisch vorstellbare Lösung. Diese Alternative zur Kernkraft bietet eine hohe Energieautarkie und geringere Umweltbelastung. Doch ist sie auch wirtschaftlich?

Um diese Frage für die Visegrád-Staaten zu beantworten, werden in dieser Studie die Stromgestehungskosten von dort jeweils geplanten oder im Bau befindlichen Kernkraftwerksprojekten mit denen eines kostenoptimierten seE-Kraftwerks verglichen, das mindestens die gleiche Strommenge und Versorgungssicherheit bereitstellt.

---

<sup>1</sup> Die grundlegende Funktionsweise der Elektrolyseure und des seE-Kraftwerks ist detailliert auf Seite 7 dargestellt.

## 2. STROMGESTEHUNGSKOSTEN DER KERNKRAFTPROJEKTE

Was Strom aus einem Kernkraftwerk durchschnittlich kostet, ist eine große Unbekannte. Grundsätzlich setzen sich die Kosten zusammen aus denjenigen Kosten, die beim Neubau eines Kernkraftwerks entstehen<sup>2</sup>, und den Betriebs- und Wartungskosten<sup>3</sup>. Letztere teilen sich auf in einen Fixkostenanteil und einen variablen Anteil, der im Betrieb mit jeder erzeugten MWh Strom anfällt. Zu diesen Werten existieren in der Literatur und in öffentlich zugänglichen Quellen über aktuelle Kernkraftwerksprojekte jedoch sehr unterschiedliche Werte, die kein einheitliches Bild zeichnen. Gründe dafür sind zum Teil eine notwendige technologische Differenzierung – aber auch, dass Kosten und Risiken im Betrieb und im Rückbau von den Staaten sehr unterschiedlich bewertet werden.

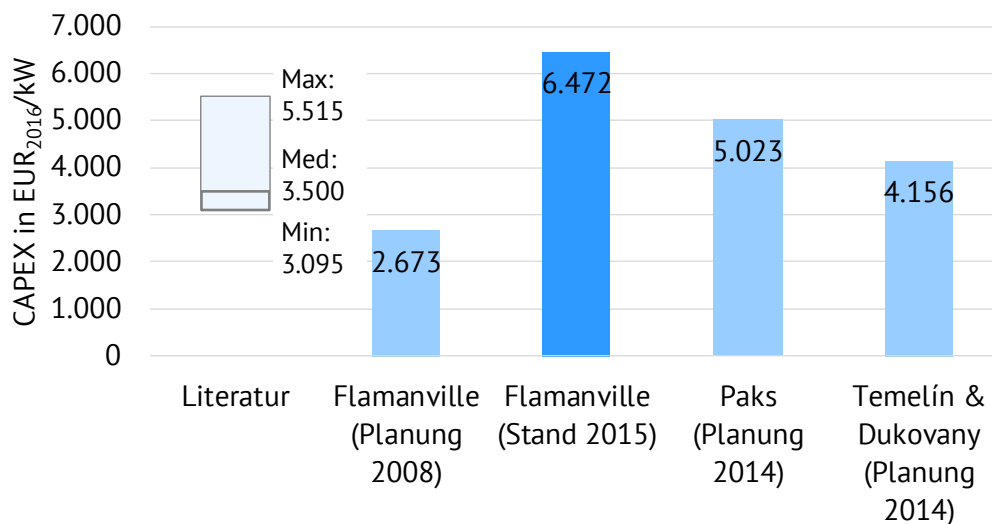


Abbildung 1: Vergleich der CAPEX von Kernkraftwerken in der Literatur mit aktuellen Plan- und Istwerten europäischer Neubauprojekte

Als Spiegelbild der energiewirtschaftlichen Forschung wurden sechs Studien ausgewertet<sup>4</sup>. Für die CAPEX geben diese Studien im Median 3.500 EUR<sub>2016</sub>/kW an (Wert wird im Folgenden als „Literaturwert“ bezeichnet), bei einer Spannweite von 3.095 bis 5.515 EUR<sub>2016</sub>/kW. Diese Werte

<sup>2</sup> Capital expenditures (CAPEX)

<sup>3</sup> Operating expenditures (OPEX), nur interne Kosten werden hierbei berücksichtigt. Kosten, die beim Rückbau entstehen oder als Risikoprämie während des Betriebs anfallen, sind häufig nicht vollständig enthalten und in ihrer Größe nicht hinreichend bekannt. Da der Staat häufig einen Anteil dieser Kosten und Risiken übernimmt, gelten diese Kosten als externe Kosten und werden nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> (Connect Energy Economics, 2015) (Department of Energy & Climate Change, 2013) (European Climate Foundation, 2016) (European Climate Foundation, 2010) (U.S. Energy Information Administration, 2013) (VGB PowerTech e.V., 2012)

sind in ihrem Niveau tendenziell unter den geplanten oder prognostizierten Kosten, die für aktuelle europäische Kernkraftwerksprojekte angegeben werden: Für Temelín 3 und Dukovany 5 in Tschechien werden 4.156 EUR<sub>2016</sub>/kW angegeben, bei Paks II<sup>5</sup> in Ungarn beträgt der Wert 5.023 EUR<sub>2016</sub>/kW, für Flamanville 3 in Nordfrankreich liegen die Kosten bei 6.472 EUR<sub>2016</sub>/kW. Der absolute Wert der CAPEX verdeutlicht die Dimension der Investitionen und dieser Schwankungen: Für Flamanville 3 ist der CAPEX von geplanten 4 Milliarden EUR<sub>2008</sub> auf 10,5 Milliarden EUR<sub>2015</sub> angestiegen<sup>6</sup>. Gemäß den Literaturwerten lägen die Kosten für ein Kernkraftwerk von 1.630 Megawatt installierter Nettoleistung bei bis zu 8,99 Milliarden EUR<sub>2016</sub>. Bezogen auf 50 Jahre Lebensdauer ergeben sich bei *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*<sup>7</sup> von 6,89 %<sup>8</sup> bei 6.500<sup>9</sup> Vollbenutzungsstunden Kapitalkosten zwischen 38,3 und 70,9 EUR/MWh. Das Kapital für Kernkraftwerke kann je nach Allokation der Risiken deutlich teurer sein, bei einem WACC von 10 % erhöht sich die Bandbreite auf 54,3 EUR/MWh bis 100,4 EUR/MWh. Die Kapitalkosten machen damit den Großteil der Gesamtkosten aus.

Die fixen Betriebs- und Wartungskosten liegen gemäß den Literaturwerten zwischen 62 und 118 EUR<sub>2016</sub>/(kW a). Für ein Kernkraftwerk wie Flamanville 3 von 1.630 Megawatt liegen die jährlichen fixen Betriebs- und Wartungskosten gemäß dieser Literaturwerte somit zwischen 101 und 192 Millionen EUR<sub>2016</sub>. Hinzu kommen die kurzfristigen Grenzkosten als variable Betriebskosten. Energy Brainpool nimmt hierfür durchschnittliche Kosten von 7 EUR/MWh an. So liegen bei 6.500 Vollbenutzungsstunden diese jährlichen variablen Kosten für unser Beispieldkraftwerk Flamanville 3 bei insgesamt 74 Millionen EUR.

---

<sup>5</sup> Hiermit sind die Blöcke 5 und 6 gemeint.

<sup>6</sup> Das entspricht inflationsbereinigt einem Anstieg von 4,36 auf 10,55 Milliarden EUR<sub>2016</sub>.

<sup>7</sup> WACC (real) bilden gewichtete Zinssätze ab, die sich aus Zinssätzen für Fremdkapital, Zinssätzen für das Eigenkapital in Abhängigkeit der erwarteten Rendite und dem Inflationssatz errechnen. Mit Ihrer Hilfe werden langfristige Investitionen mit zukünftigen Zahlungsströmen auf jährliche Werte umgerechnet und somit vergleichbar.

<sup>8</sup> Real-Mischzins für Kraftwerksinvestitionen (Nominalzins von 9 %, Inflation von 2 %).

<sup>9</sup> Frankreichs Kernkraftwerke hatten im Jahr 2016 Vollbenutzungsstunden von 6800.

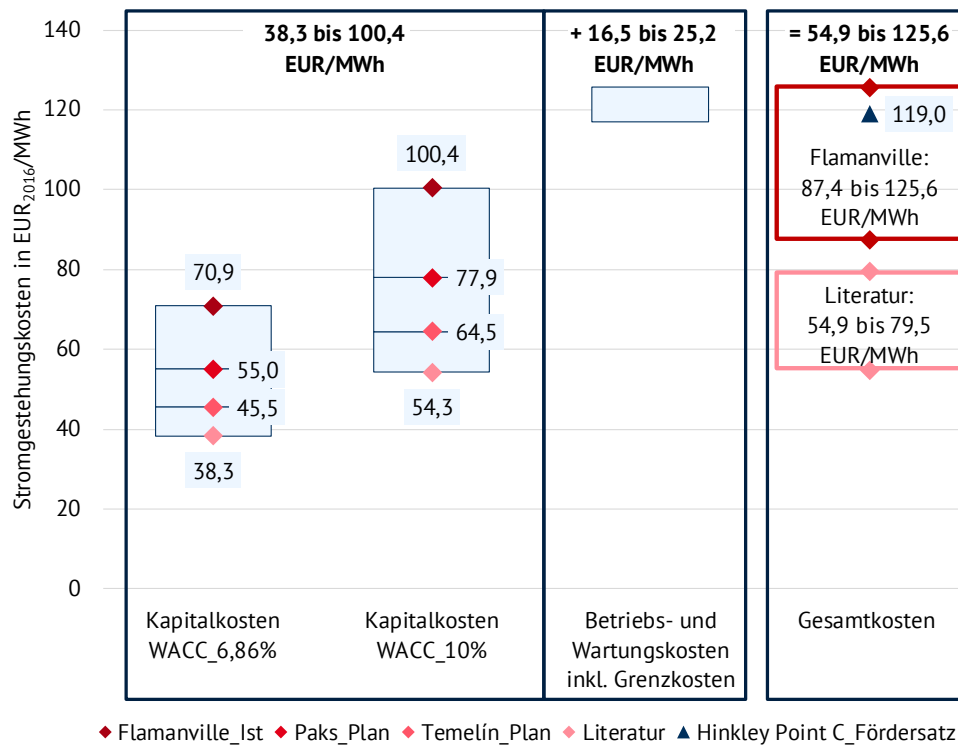


Abbildung 2: Kostenkomponenten von Kernkraftwerken in der Bandbreite aktueller europäischer Kernkraftprojekte und einer Literaturrecherche bezogen auf 6.500 Vollbenutzungsstunden und 50 Jahre Lebensdauer

Summiert man nun diese Kostenkomponenten auf, ergeben sich die Gesamtkosten. Die Bandbreite zwischen Literaturwerten im Minimum und den CAPEX von Flamanville 3 im Maximum beträgt gemäß Abbildung 2 bei 6.500 Vollbenutzungsstunden 54,9 bis 125,7 EUR<sub>2016</sub>/MWh. Ein Vergleich mit der Höhe der finanziellen Förderung von 119 EUR<sub>2016</sub>/MWh von Hinkley Point C bestätigt eher die obere Grenze dieser großen Bandbreite. Auch für das türkische Kernkraftwerkprojekt Akkuyu ist über einen Mindestpreis von 123,5 \$<sub>nominal</sub>/MWh berichtet worden, die Vertragsausgestaltung erschwert bei diesem Projekt jedoch einen direkten Vergleich. Für die Kernkraftwerksprojekte Temelín/Dukovany und Paks liegen bisher lediglich Planwerte vor, wie hoch die Gesamtkosten am Ende sein werden, ist von der ungewissen künftigen Kostenentwicklung dieser Projekte abhängig. Im Vergleich zu den Kosten von Flamanville 3 sind die geplanten Kosten dort 29 bis 56 % höher. Auch die Höhe des Fördersatzes von Hinkley Point C liegt deutlich über dem Niveau der Planwerte, die ja innerhalb der Bandbreite der üblichen Literaturwerte liegen. Jedoch liegt kein Sachgrund vor, weshalb Kernkraftprojekte in Ungarn oder Tschechien zu deutlich günstigeren Kosten als in anderen europäischen Ländern realisiert werden können.

### 3. ALTERNATIVES STEUERBARES-ERNEUERBARE-ENERGIEN-KRAFTWERK

Als Alternative zur Kernkraft wird hier ein erneuerbares Kraftwerkskonzept vorgestellt, das Strom über eine Steuerbarkeit mit mindestens dem gleichen Beitrag zur Versorgungssicherheit bereitstellt. Dieses Kapitel beschreibt zunächst, wie ein solches seE-Kraftwerk funktioniert. Die für den Vergleich mit der Kernkraft notwendige wirtschaftliche Bewertung erfolgt im nächsten Kapitel für die Visegrád-Staaten länderspezifisch.

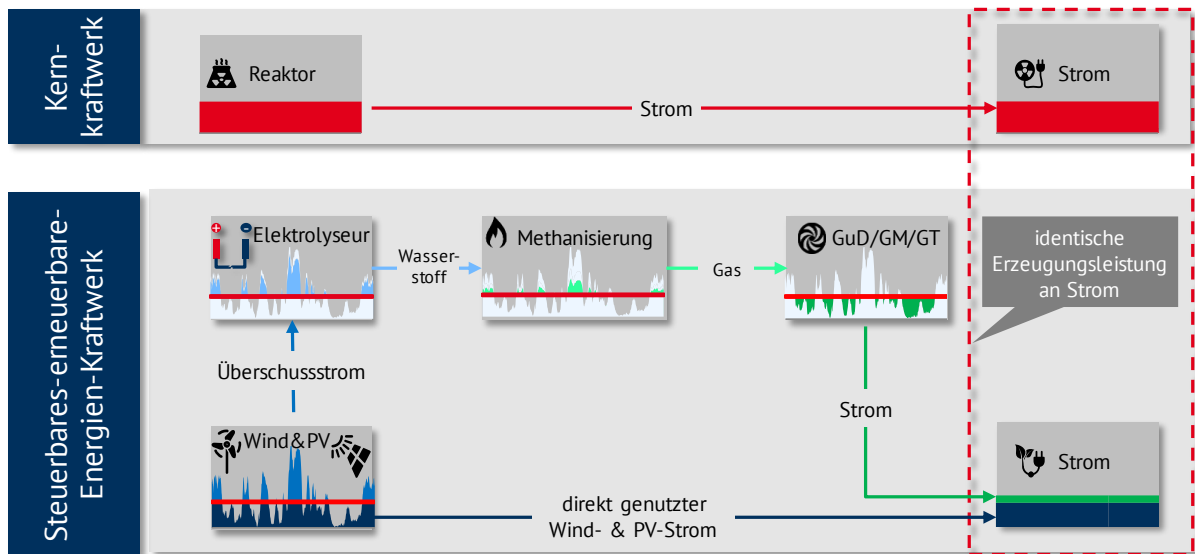


Abbildung 3: Konzept des seE-Kraftwerks

Fluktuierende erneuerbare Energien (feE) können nur einen Teil der Stromnachfrage zu demjenigen Zeitpunkt bedienen, zu dem diese auftritt. Bei starker Sonneneinstrahlung und hohen Windgeschwindigkeiten entstehen Überschüsse, in anderen Zeiten kann die Stromnachfrage nicht vollständig gedeckt werden – in einigen wenigen Situationen speisen feE nahezu keinen Strom ins Netz ein. Sie alleine können den Strombedarf also nicht mit der gewünschten Versorgungssicherheit direkt decken. Wird der nicht direkt nutzbare („Überschuss-“) Strom für den Prozess der Elektrolyse genutzt, entstehen aus Wasser Sauerstoff und Wasserstoff. Letzterer wird nun mit Kohlenstoffdioxid angereichert, bei dieser Methanisierung entsteht unter Energieeinsatz Methan<sup>10</sup>. Methan und zum Teil auch Wasserstoff können in das Gasnetz eingespeist und in Gasspeichern eingespeichert werden. Verschiedene Gaskraftwerkstechnologien<sup>11</sup> können Methan und zum Teil auch Wasserstoff nutzen, um Strom bedarfsgerecht bereitzustellen, die Steuerbarkeit des Systems

<sup>10</sup> Dieser letzte Prozessschritt der Methanisierung ist optional, wenn eine Wasserstoffinfrastruktur geschaffen wird, die den Wasserstoff transport- und speicherfähig macht.

<sup>11</sup> Gas- und Dampfturbinen, Gasturbinen (teilweise Nutzung von Wasserstoff möglich) und Gasmotoren (direkte Nutzung von Wasserstoff möglich)



ist gewährleistet. Dieses steuerbare Kraftwerkssystem erneuerbarer Energien wird fortan als seE-Kraftwerk bezeichnet und ist in Abbildung 3 veranschaulicht.

Damit ein wirtschaftlich optimiertes seE-Kraftwerk identifiziert werden kann, müssen die einzelnen Komponenten optimal dimensioniert werden. Das nationale Wind- und Solarpotenzial, aber auch die Investitionsbedingungen und technischen Parameter beeinflussen die optimale Dimensionierung. Welche Optionen bei der Dimensionierung bestehen und in welcher Wechselbeziehung sie stehen, beschreibt Abbildung 5 anhand der geordneten stündlichen Residuallast, die über ein Jahr hinweg auftritt. Im hier abgebildeten Beispiel soll das seE-Kraftwerk eine konstante Stromnachfrage von 1 Gigawatt bedienen.

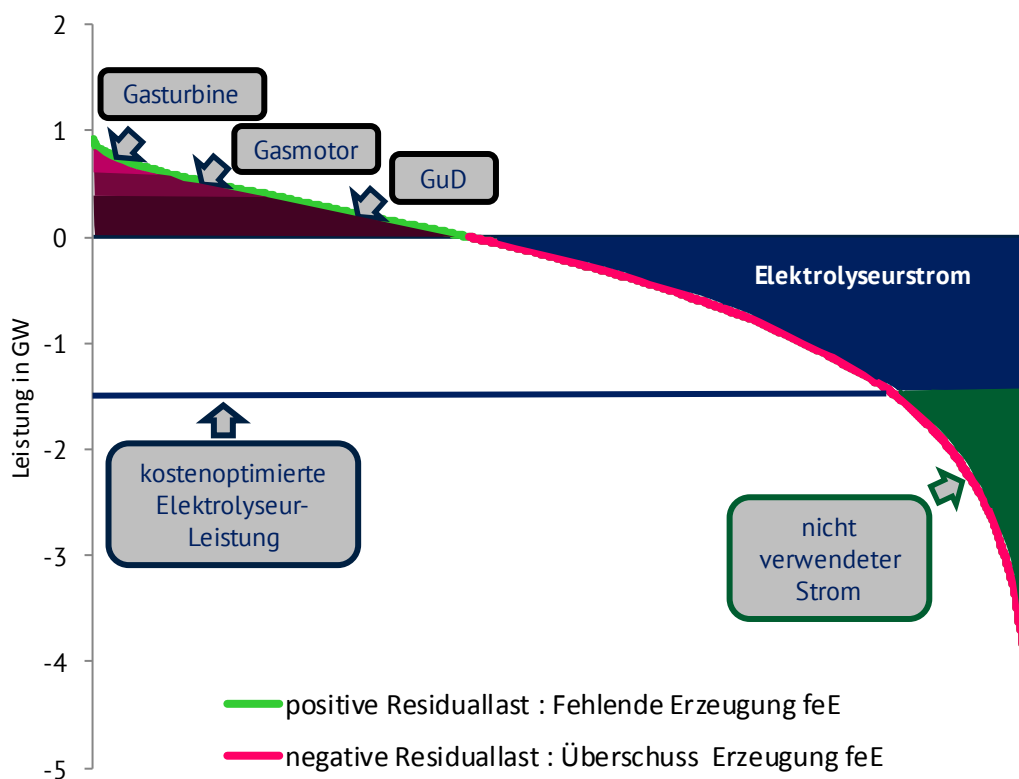


Abbildung 4: Geordnete stündliche Residuallast einer Grundlaststromnachfrage bei Belieferung durch feE und Visualisierung der Optionen bei der Dimensionierung der seE-Kraftwerkskomponenten

Die Systemkosten des seE-Kraftwerks setzen sich aus den folgenden zwei Kostenteilen zusammen, die in einer gemeinsamen Optimierung minimiert werden:

Zum einen werden die minimalen Stromgestehungskosten in EUR/MWh der feE ermittelt. Dies geschieht durch die Optimierung des Verhältnisses an installierter Leistung von PV sowie Wind unter Berücksichtigung des nationalen stündlichen Wind- und Solarpotenzials im Wetterjahr 2012 und der jeweiligen Technologiekosten. Optimierungsergebnis ist die benötigte Leistung an feE,

deren wirtschaftlich optimiertes Verhältnis und die Stromgestehungskosten der feE als ersten Teil des seE-Kraftwerks.

Zum anderen werden die Zusatzkosten für die Steuerbarkeit in EUR/MWh ermittelt. Dies geschieht durch Variation der optimalen Elektrolyseurleistung in MW und durch Ermittlung einer kostenoptimalen Zusammensetzung der Gaskraftwerksleistung. Denn ist die Residuallast positiv (ungenügende Erzeugung aus feE), so müssen Gaskraftwerke Strom produzieren. Zur Verstromung stehen grundsätzlich die drei Technologien, Gasturbinen, Gasmotoren (GM) und Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) zur Verfügung. In Abbildung 2 sind deren kostenoptimale Anteile<sup>12</sup> an der Verstromung des Elektrolysegases schematisch eingezeichnet. Bei einem Überschuss an Stromerzeugung aus feE ergibt sich die Situation einer negativen Residuallast. Das bedeutet, dass die Nachfrage gedeckt ist und der Stromüberschuss aus feE in speicherbares Gas umgewandelt wird. In einem kostenoptimierten System wird ein gewisser Teil dieses Überschusses nicht verwendet (grüne Fläche in Abbildung 4), da die hierzu notwendigen zusätzlichen Elektrolyseure nur schwach ausgelastet und damit nicht wirtschaftlich wären<sup>13</sup>. Bei der Optimierung ist entscheidend, dass unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Elektrolyseure und Gaskraftwerke PV- und Windanlagen über das Jahr hinweg ausreichend nutzbare Stromüberschüsse (blaue Fläche) produzieren.

Die Kosten der einzelnen Komponenten des seE-Kraftwerks setzen sich aus den jeweiligen Kapitalkosten der anfänglichen Investition (CAPEX) sowie den Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) zusammen. Innerhalb einer Technologie wird in dieser Studie für die CAPEX und OPEX ein europäischer Durchschnittswert angenommen, jedoch landesspezifische WACC und Vollbenutzungstunden für die feE-Anlagen. Die Zahlenwerte sind den Tabellen im Anhang zu entnehmen. Kostendifferenzen zwischen europäischen Ländern begründen sich durch den gemeinsamen Binnenmarkt und Informationsfluss nicht in den eigentlichen Kosten der Investitionsgüter, sondern in den Kapitalkosten<sup>14</sup>. Diese werden von der Finanzierungsstruktur zwischen dem Projektierer und

---

<sup>12</sup> In einigen wenigen Stunden tritt eine Spitzenresiduallast auf, für diese eignen sich günstige, aber wenig effiziente Gasturbinen. Die Stromnachfrage in den Residuallastbereichen, die etwas häufiger auftreten, können mit etwas teureren, aber effizienteren Gasmotoren bedient werden. Diese könnten als Wasserstoff-Gasmotoren die energieintensive Methanisierung überflüssig machen, ein Effekt, der hier jedoch nicht berücksichtigt wurde, der aber die Gesamteffizienz des seE-Kraftwerks vermutlich steigert. Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke sind noch effizienter, aber auch kostenintensiver, sie lohnen sich erst bei noch mehr Betriebsstunden. Ein Kostenoptimum dieser drei Gaskraftwerke wurde über die CAPEX, OPEX und Wirkungsgrade dieser aus (Linkenheil, et al., 2017, p. 24) ermittelt.

<sup>13</sup> Der Strom wird im Sinne der ökonomischen Optimierung nicht verwendet. Es ist möglich, diesen durch andere Flexibilitätsoptionen wie z. B. Lastverschiebung oder Speicher zu nutzen.

<sup>14</sup> Als Kapitalkosten werden Zinsen für aufgenommene Kredite bezeichnet. Die gewichteten Kapitalkosten werden in der Literatur als WACC bezeichnet.

den Investoren getrieben. Außerdem spielen die Renditeerwartungen und Risikoaufschläge der beteiligten Akteure eine Rolle.

## 4. ALTERNATIVEN ZUR KERNKRAFT IN DEN VISEGRÁD-STAATEN

---

In allen vier Visegrád-Staaten Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn sind Kernkraftwerksprojekte in der Planung oder bereits im Bau. Deren Nettoleistungen summieren sich auf 15,6 GW. Diese Projekte werden im Folgenden zunächst beschrieben, dann folgt die Beschreibung eines jeweils wirtschaftlich optimierten seE-Kraftwerks als Alternative und ein Vergleich.

### 4.1. KERNKRAFTPROJEKTE IN DER PLANUNG

Hintergrund der Projekte ist, dass ältere Kohle- und Kernkraftwerksblöcke ihre technische Lebensdauer erreichen und die dann fehlende Erzeugungsleistung ersetzt werden muss. Die Planung und der Bau von neuen Kernkraftwerken soll die Versorgungssicherheit gewährleisten, ohne die Energieunabhängigkeit zu gefährden. Unter den Visegrád-Staaten nimmt Polen eine Sonderrolle ein, da hier bislang keine Kernkraftwerke in Betrieb gingen<sup>15</sup>.

Bislang befinden sich die Kernkraftprojekte der betrachteten Länder in der Planungsphase, die wiederum unterschiedlich weit fortgeschritten ist. Für den Neubau am Standort Paks in Ungarn und Temelín/Dukovany in Tschechien sind erste Werte für die geplanten Kosten öffentlich, während in Polen noch Einigungen über den geeigneten Standort erzielt werden müssen. Der aktuelle Stand der Planungsphase für jedes Land wird nachfolgend, auf Basis öffentlich zugänglicher Informationen von der World Nuclear Association, zusammengefasst<sup>16</sup>. Die Informationen für Polen wurden um Angaben eines Projektberichtes der polnischen Energiegruppe (PGE) ergänzt<sup>17</sup>.

#### 4.1.1. UNGARN

Am Standort Paks werden seit Mitte 1980 vier Reaktoren mit einer kumulierten Nettoleistung von etwa 1.800 MW betrieben. Die geplante Abschaltung nach Ende der Lebensdauer der Reaktoren würde nach 40 Jahren Mitte der 2020er Jahre erfolgen. Um eine Versorgungslücke zu verhindern,

---

<sup>15</sup> Im Jahr 1990 wurde der Bau von vier Reaktoren am Standort Zarnowiec, durch Proteste abgebrochen.

<sup>16</sup> (World Nuclear Association, 2018)

<sup>17</sup> (PGE, 2016) Polska Grupa Energetyczna (PGE; deutsch Polnische Energiegruppe) ist ein polnisches Energieversorgungsunternehmen, das 2009 ankündigte, zwei Kernkraftwerke in Polen zu bauen.

sollen am selben Standort zwei weitere Reaktoren mit einer kumulierten Nettoleistung von 2.400 MW gebaut werden. Die Investitionskosten belaufen sich in der Planung auf rund 12 Mrd. €. Die erste Stromerzeugung ist für 2026 geplant. Der World Nuclear Association zufolge gibt es ein russisches Finanzierungsangebot über 80 % der Investitionskosten. Im Februar 2017 hat das ungarische Parlament den Finanzierungsbedingungen zugestimmt. Der Bau erfolgt durch das russische Staatsunternehmen Rosatom und soll 2020 beginnen.

#### 4.1.2. POLEN

Die polnische Energiepolitik sieht bis 2050 einen festen Anteil von Kernkraft im Erzeugungsmix vor. Gleichzeitig soll der Anteil von Kohle an der Gesamterzeugung zurückgehen, um CO<sub>2</sub> Emissionen zu senken. Fest geplant ist ein Standort mit einer Nettoleistung von insgesamt 3.000 MW, der ab 2029 ins Netz einspeisen soll. Ende 2018 soll die Vorentwicklungsphase abgeschlossen sein, während der Baubeginn für 2023 angesetzt ist. In einer Ausschreibung sollen der Modelltyp und die Finanzierungsstruktur festgelegt werden. Die PGE soll laut eigenem Projektbericht einen Anteil von 70 % an dem Kernkraftwerk erhalten. Zudem ist eine staatliche Förderung in Diskussion, die dann wie beim britischen Kernkraftwerk Hinkley Point C in Form eines Contract for Difference (CfD)<sup>18</sup> ausgestaltet würde. Laut dem Projektbericht der PGE unterstützen etwas mehr als 70 % der Anwohner den Standort Choczewo, 20 km von dem 1990 aufgrund von Protesten abgebrochenen Kernkraftwerksprojekt Zarnowiec. Ein weiteres Kernkraftwerk im Osten des Landes, ebenfalls mit einer Nettoleistung von 3.000 MW, soll ab 2035 Strom erzeugen. Zurzeit sind für dieses Kraftwerk drei Standorte im Gespräch.

#### 4.1.3. TSCHECHISCHE REPUBLIK

Bislang existieren zwei Standorte mit einer kumulierten Nettoleistung von knapp über 3.600 MW. Dabei sind die vier Reaktoren in Dukovany in den Jahren um 1986 ans Netz gegangen und sollen Mitte 2020 abgeschaltet werden. Die zwei Reaktoren am Standort Temelín werden seit Anfang 2000 betrieben und können unter Annahme einer 40-jährigen Laufzeit bis mindestens 2040 Strom erzeugen. An jedem der beiden bestehenden Standorte sind zwei neue Reaktoren mit je einer Nettoleistung von 1.200 MW geplant. Kosten von rund 5 Mrd. € pro Reaktor sind dabei veranschlagt. Die Gesamtsumme der Investitionskosten beträgt somit nach heutigem Stand 20 Mrd. €.

---

<sup>18</sup> Ein Differenzkontrakt sichert den Vertragsnehmer gegen Preisschwankungen ab. Falls der realisierte Börsenpreis unter den vereinbarten CfD Preis sinkt, erstattet der Vertragsgeber die Differenz. Liegt der Börsenpreis darüber zahlt der Vertragsnehmer die Differenz. Somit wird ein stabiler Erlösstrom erzielt, welcher dem Projektierer Planungssicherheit gibt.

Für Dukovany 5 existiert bereits ein konkreter Baubeginn, da dieser die vier alten Reaktoren ersetzen soll. Die anderen Reaktoren würden nach Plan voraussichtlich zwischen 2035 und 2040 ans Netz gehen. In Tschechien ist ebenfalls eine staatliche Förderung in Form eines CfD im Gespräch, eine Stromabnahme zwischen 60 bis 90 €/MWh kann so garantiert werden. Derzeit gibt es jedoch noch keinen Konsens über die genauen Förderungsbedingungen, aufgrund divergierender Interessen zwischen der Regierung und den Projektierern.

#### 4.1.4. SLOWAKEI

Die Slowakei besitzt derzeit an den Standorten Bohunice und Mochovce jeweils 2 Reaktoren mit einer kumulierten Nettoleistung von etwas über 1.600 MW. Dabei wurde der Standort Bohunice Mitte der 1980er Jahre in Betrieb genommen. 2025 wird die technische Lebensdauer dieser Anlage erreicht werden und sie soll durch einen neuen Reaktor mit einer Nettoleistung von 1.200 MW ersetzt werden. Mochovce hingegen wurde erst 1999 in Betrieb genommen. Zudem befinden sich derzeit Mochovce 3 und 4 in bereits im Bau. Diese werden voraussichtlich Ende 2018 beziehungsweise Ende 2019 ans Netz gehen und gemeinsam auf eine Nettoleistung von knapp 900 MW kommen. Ein weiteres Kernkraftwerk ist in Kecerovce geplant – ebenfalls mit einer Nettoleistung von 1.200 MW. Baubeginn oder Inbetriebnahmedatum sind derzeit nicht bekannt.

Die unten stehende Grafik veranschaulicht den aktuellen Planungsstatus der Kernkraftprojekte in den vier Ländern, die Größe der Kreise spiegelt die geplante Nettoleistung wieder.

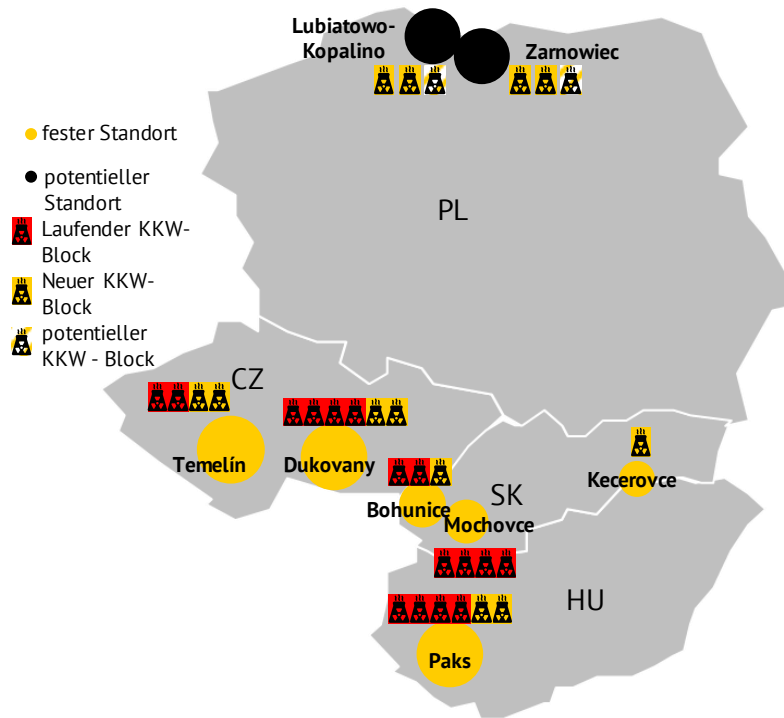


Abbildung 5: Status der Kernkraftprojekte in den Visegrád-Staaten<sup>19</sup>

#### 4.1.5. ZUSAMMENFASSUNG DER PARAMETER DER KERNKRAFTPROJEKTE

Tabelle 1 fasst die für die weitere Untersuchung und für den Vergleich mit einem seE-Kraftwerk relevanten Parameter nach Land zusammen. Dabei werden nur Kraftwerksprojekte betrachtet, die sich nicht bereits im Bau befinden, Mochovce 3 und 4 in der Slowakei sind nicht berücksichtigt.

Tabelle 1: Technische Parameter der geplanten Kernkraftprojekte summiert je Land

Land	Installierte Leistung in MW	Vollbenutzungsstunden in h/a	Erste Erzeugung	Stromgestehungskosten in EUR <sub>2016</sub> /MWh		
				Plan- / Literaturwerte	Flammanville	Förderung Hinkley Point C
HU	2.400	7.240	2027	55 bis 80	87 bis 126	119
SK	2.400	6.900	2027			
PL	6.000	7.240	2035			
CZ	4.800	6.470	2035			

<sup>19</sup> Die in Mochovce fortgeschritten in Bau befindlichen Blöcke sind als „laufend“ kategorisiert.

Mit historischen Vollbenutzungsstunden lässt sich die Stromproduktion abschätzen. Im Fall von Polen ist dies nicht möglich, unter Annahmen eher hoher Vollbenutzungsstunden übernehmen wir hier den ungarischen Wert.

## 4.2. ALTERNATIVES STEUERBARES-ERNEUERBARE-ENERGIEN-KRAFTWERK

Die Stromproduktion der Kernkraftwerksprojekte in den Visegrád-Staaten kann bei gleicher Versorgungssicherheit durch ein seE-Kraftwerk erfolgen, wie in Kapitel 3 ausführlich beschrieben. Hier sollen im Folgenden die Dimensionierung und die Kosten eines je Land wirtschaftlich optimierten seE-Kraftwerks beschrieben werden, das die Funktion der Kernkraftwerke ersetzt. Die Optimierung geschieht durch Variation der installierten Leistung von Wind Onshore, PV und Elektrolyseuren. Die Leistung der Gaskraftwerke ist kein Optimierungsparameter, sie ist auf die Leistung der Kernkraftwerke festgesetzt. Die Menge an Solar- und Windstrom ermöglicht über das Jahr hinweg den vollständigen Betrieb dieser Gaskraftwerke mit Elektrolysegas erneuerbaren Ursprungs. Der Zubau der einzelnen Komponenten des seE-Kraftwerkssystems kann grundsätzlich sukzessive und damit mit hoher Planungsflexibilität geschehen. Zwecks Vergleichbarkeit der Kosten wurde in dieser Studie als Inbetriebnahmejahr des seE-Kraftwerks das Jahr der ersten Stromerzeugung der geplanten Kernkraftwerke festgesetzt.

Zusätzliche Synergien lassen sich nutzen, indem die Dimensionierung der einzelnen Bestandteile des seE-Kraftwerks nicht nur national abgestimmt wird, sondern in den Visegrád-Staaten untereinander optimiert wird. Unter Annahme einer gemeinsamen Nutzung des Elektrolysegas<sup>20</sup> – realisiert über Gastransport im europäischen Gasnetz<sup>21</sup> – wird daher ein weiteres kooperierendes Szenario berechnet (im Folgenden „V4“). Günstige Windstandorte zum Beispiel in Polen lassen sich über den Handel mit Elektrolysegas mit günstigen Solarstandorten zum Beispiel in der Slowakei verknüpfen, ohne dass die Versorgungssicherheit der Stromsysteme dadurch direkt voneinander abhinge. Im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums werden so Überschüsse eines Landes in anderen Ländern nutzbar – über den Gashandel geschieht dies zudem zum wirtschaftlichen Vorteil beider. In diesem zweiten kooperierenden Szenario-Setting nehmen wir weiterhin

---

<sup>20</sup> Grundsätzlich ist neben dem Gastransport auch ein zusätzlicher starker Stromaustausch wünschenswert und würde die Gesamtkosten deutlich reduzieren. Vor dem Hintergrund beschränkter Grenzkuppelkapazitäten und geringer Ausbaupläne für diese Stromaustauschkapazitäten zwischen den Visegrád-Staaten ist ein solcher Verbund heute jedoch nicht absehbar.

<sup>21</sup> Ein- und Auspeisungen in das und aus dem europäischen Gasnetz werden bilanziell gegenübergestellt. Eine Systemanalyse inklusive Investitionsbedarf in das Gasnetz ist nicht Bestandteil dieser Studie.

an, dass die aktuell diskutierten EU-Bürgschaften<sup>22</sup> für Investitionen in erneuerbare Energien eingeführt werden. Die angenommenen WACC vereinheitlichen sich dadurch auf 5,4 %, in Folge sinken die Kosten der fEE.

Tabelle 2: Kostenoptimierte Dimensionierung der seE-Kraftwerke in den Visegrád-Staaten

\*) Aufgrund sehr begrenzter Erfahrungen mit Windkraft in der Slowakei ist das tatsächliche Windpotenzial noch nicht hinreichend untersucht, in diesen Berechnungen ist ein sehr niedriges Potenzial angenommen.

Land Jahr	Fluktuierender Strom				Steuerbarkeit			Gesamtkosten EUR/MWh
	Benötigte Leistung Erneuerbare	Anteil Wind	Anteil PV	Stromgestehungskosten feE	Leistung Gaskraftwerke	Leistung Elektrolyseure	Zusatzkosten für Steuerbarkeit	
	MW	%	%	EUR/MWh	MW	MW <sub>el</sub>	EUR/MWh	
HU 2027	12.118	74	26	72,56	2.400	2.866	56,11	128,67
SK 2027	19.019	59	41	89,74	2.400	3.699	77,49	167,23*
CZ 2035	24.167	72	28	74,06	4.800	6.201	45,01	119,08
PL 2035	30.872	79	21	69,83	6.000	8.470	41,90	111,73
V4 2027	85.678	77	23	67,09	15.600	16.808	53,08	120,17
V4 2035	84.233	71	29	60,36	15.600	21.534	39,66	100,02

Die Ergebnisse der Optimierung sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Darin sind die seE-Kraftwerkskomponenten der primären fluktuierenden Stromproduktion einerseits und der Steuerbarkeit andererseits getrennt dargestellt. Die Kosten für ein seE-Kraftwerkssystem in den Visegrád-Staaten unter Annahme eines Gasaustauschs unter den Ländern liegen 2027 bei durchschnittlich 120 EUR<sub>2016</sub>/MWh. Die Kostendegression von Elektrolyseuren und erneuerbaren Energien bis 2035 reduziert diese Kosten um 20 EUR/MWh. Die vier nationalen Szenarien sind jeweils teurer als das dem Betrachtungsjahr entsprechende V4-Szenario. Ein direkter Vergleich unterliegt jedoch der Beschränkung, dass im kooperierenden Szenario der Visegrád-Staaten einheitliche, geringere Kapitalkosten angenommen wurden, als in den nationalen Szenarien.

Die Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken sind in Tabelle 1 dargestellt. Für die einzelnen Länder sind sie noch nicht detailliert ermittelbar, wie die Diskussion in Kapitel 2 zeigt. Aktuelle europäische Kernkraftprojekte werden mit 87 bis 126 EUR<sub>2016</sub>/MWh (Flamanville) und 119

<sup>22</sup> Vgl. (Temperton, et al., 2018)



EUR<sub>2016</sub>/MWh (Förderung Hinkley Point C) bewertet. Die Stromgestehungskosten von seE-Kraftwerken sind somit in den nationalen Szenarien vergleichbar im V4-Szenario mit dem Bezugsjahr 2035 tendenziell sogar günstiger.

#### 4.2.1. ERGEBNISDISKUSSION: DIMENSIONIERUNG UND KOSTEN

Die differenzierende Betrachtung der Dimensionierung und der Kosten der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung einerseits und der Komponenten für die Steuerbarkeit andererseits ist der Schlüssel zur Diskussion der Stromgestehungskosten eines seE-Kraftwerks. Das folgende Kapitel ist deshalb in diese beiden Kostenkomponenten gegliedert und analysiert die jeweiligen Einflussfaktoren. Die Einflussfaktoren bilden dabei die Vollbenutzungsstunden und das Einspeiseprofil von PV<sup>23</sup> sowie Wind<sup>24</sup> und die Kosten der feE<sup>25</sup> und der Elektrolyseure<sup>26</sup>.

##### **Dimensionierung und Kosten der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung**

Bei Betrachtung der optimierten Aufteilung in Wind und PV in Tabelle 2 fällt auf, dass der optimierte Windanteil häufig zwischen 70 und 80 % liegt. Nur die Slowakei weicht hier ab, der Grund dafür sind die als gering angenommenen Wind-Vollbenutzungsstunden von lediglich 1.334<sup>27</sup>. In Ungarn, Polen und Tschechien liegen diese hingegen im Durchschnitt bei 2.093. Somit verschieben sich die Anteile in der Slowakei hin zu PV. Das geht auch zulasten höherer Stromgestehungskosten der feE von knapp 90 EUR/MWh in der Slowakei, 24 EUR/MWh über dem Durchschnitt der anderen drei Länder.

In Polen ist der optimierte Anteil der Windkraft hingegen vergleichsweise hoch, da hier die Vollbenutzungsstunden von Wind Onshore knapp doppelt so hoch sind wie die der PV. Dies liegt im natürlichen Windpotenzial begründet, wie zum Beispiel einer Reihe günstiger Standorte an der Ostsee. So lassen sich die günstigen feE-Kosten teilweise durch den natürlichen Vorteil eines hohen bestimmten Erneuerbaren-Potenzials erklären. Damit jahresspezifische Wettereffekte, Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeiten die Ergebnisse nicht verzerren, wurde mit 2012

<sup>23</sup> (Pfenninger & Staffell, 2016)

<sup>24</sup> (Pfenninger & Staffell, 2016)

<sup>25</sup> Energy Brainpool (2018) Metaanalyse von 24 Studien mit 135 Datensätzen zu den Kosten von PV, Wind Onshore und Wind Offshore. Zahlenwerte im Anhang.

<sup>26</sup> (Energy Brainpool, 2018). Zahlenwerte im Anhang.

<sup>27</sup> Die Datenlage zur Modellierung der Windeinspeisung in der Slowakei und des tatsächlichen Windpotenzials ist derzeit bescheiden. Herausforderung bei der Modellierung ist, dass bis 2015 lediglich 2 größere Turbinen mit insgesamt 3 MW Leistung installiert wurden und eine Modellkalibrierung anhand historischer Werte sehr ungenau ist.

ein mittleres Wetterjahr ermittelt und der Berechnung zugrunde gelegt. Das Wetterjahr 2012 bildet die Wind- und Solareinspeisung im Vergleich zu den letzten 30 Jahren durchschnittlich ab. Die spezifischen Kosten in EUR/(MW a) beider fluktuierender Technologien sowie die Vollbenutzungsstunden bestimmen in der Optimierung den Anteil von Wind Onshore und PV durch Minimierung der Stromgestehungskosten in EUR/MWh.

Prägend für den optimierten Mix aus Wind- und PV-Strom ist aber neben diesem natürlichen Potenzial auch die vom regulatorischen Rahmen abhängige nationale Finanzierungsumgebung. Diese fließt über die Kapitalkosten für Projektierer in die Optimierung ein, eine Übersicht über die angenommenen Kapitalkosten in dieser Studie gibt Tabelle 5 im Anhang. Über die Kapitalkosten lassen sich die spezifischen Kosten in EUR/(MW a) für Wind Onshore und PV länderspezifisch ermitteln. Die jährlichen Kosten bei Installation eines Megawatts Wind Onshore sind im Vergleich zu PV in Ungarn und in der Slowakei etwa 30 % teurer, in Tschechien und Polen hingegen etwa 50 % teurer. Die genannten Zahlen hängen auch vom Betrachtungsjahr ab, denn die erneuerbaren Technologien unterliegen einer anhaltenden Kostendegression. Das Betrachtungsjahr entspricht für das jeweilige Land dem Jahr der ersten Erzeugung des zu ersetzenden Kernkraftwerks (vgl. Tabelle 1).

Einige Modellierungsergebnisse in Tabelle 2 zeigen diesen Einfluss der Finanzierungsumgebung und Kostendegression konkret: Wird, wie in Polen, ein Kernkraftwerk mit Betriebsbeginn 2035 durch ein seE-Kraftwerk ersetzt, ist die Kostendegression schon weiter vorangeschritten als zum Beispiel bis 2027, wenn Paks II in Ungarn die Erzeugung plangemäß aufnehmen würde. Die Gesamtkosten sind entsprechend günstiger. Ein zweites Beispiel ist der Anteil an PV im V4-Szenario mit dem Betrachtungsjahr 2035. Dieser ist sechs Prozentpunkte höher als 2027, obwohl der Berechnung ja die gleichen Einspeisepprofile zugrunde liegen. Die künftige Kostendegression von PV wird gemäß der Metaanalyse von Energy Brainpool größer als für Wind On-shore angenommen. Somit wird PV relativ zu Wind Onshore im Zeitverlauf günstiger.

### **Dimensionierung und Kosten der Steuerbarkeit**

Die installierte Leistung an Elektrolyseuren muss ausreichen, um genau so viel Elektrolysegas bereitzustellen, wie für die Verstromung in Gaskraftwerken benötigt wird. Wie hoch die Kosten daraus sind, hängt vom Lastprofil und dem dadurch bedingten Ausgleichseffekt von Wind- und PV ab. Die Kosten belaufen sich auf 40 bis 77 EUR/MWh in den nationalen Szenarien. Die geringsten Kosten der Steuerbarkeit entstehen im kooperierenden V4-Szenario mit Betrachtungsjahr 2035. In der Slowakei ist der Kostenaufschlag für die Steuerbarkeit mit 77 EUR/MWh hingegen sehr

hoch. Nicht nur steigen die feE-Stromgestehungskosten durch die als sehr niedrig angenommenen Vollbenutzungsstunden der Windkraft, sondern auch die Zusatzkosten für Steuerbarkeit. Im direkten Vergleich mit den Ergebnissen für Ungarn geschieht dies trotz identischer Leistung der Gaskraftwerke in beiden Ländern. Auch die Differenz in den Vollbenutzungsstunden der Kernkraftwerke von knapp 350 (vgl. Tabelle 1) ist ein untergeordneter Einflussparameter. Vielmehr ist die in der Slowakei benötigte Elektrolyseurleistung um ca. 800 MW größer als in Ungarn. Dies ist notwendig wegen des schwächeren Ausgleichseffekts von Wind Onshore und PV. Weniger direkte Stromnutzung und geringere Auslastung der Elektrolyseure sind die Konsequenz. In der Folge hat die Slowakei einen besonders hohen wirtschaftlichen Anreiz, das benötigte Elektrolysegas für die Gaskraftwerke von den anderen Visegrád-Staaten zu importieren. Das zeigt sich auch bei einer detaillierten Betrachtung der Szenario-Ergebnisse der beiden V4-Szenarien in Tabelle 6 im Anhang. Die in der Slowakei installierten Elektrolyseurleistungen sind, da in diesem Szenario die Importmöglichkeit von Elektrolysegas besteht, sehr viel geringer. Stattdessen importiert die Slowakei aus den Visegrád-Staaten etwa 10 TWh Elektrolysegas.

Ein weiterer gewichtiger Einflussfaktor ist die erwartete Kostendegression der Elektrolyseure. Dieser Zusammenhang wird bei vergleichender Betrachtung der beiden V4-Szenarien ersichtlich. Die optimierte installierte Leistung der Elektrolyseure 2035 ist um 4,7 GW oder 28 % höher als 2027. Dieser Anstieg resultiert aus der Kostendegression der Elektrolyseure, vgl. Tabelle 4 im Anhang. Im Jahr 2035 können im optimierten System mehr günstige Elektrolyseure installiert werden, die nun auch bei geringeren Vollbenutzungsstunden wirtschaftlich sind. Im Jahr 2027 müssen die Elektrolyseure im optimierten Betrieb noch höhere Vollbenutzungsstunden erreichen. Die höhere Elektrolyseurleistung führt auch dazu, dass mehr Erzeugungsüberschüsse im seE-Kraftwerkssystem genutzt werden können.

#### 4.2.2. EINFLUSS VON VERBESSERUNGEN DER FINANZIERUNGSBEDINGUNGEN

Ein entscheidender Parameter bei den Stromgestehungskosten feE ist die Finanzierungsumgebung der kapitalintensiven Investitionen in feE-Anlagen. Im Vergleich scheinen diese in der Slowakei deutlich günstiger bewertet zu werden als in den übrigen Visegrád-Staaten, vgl. Tabelle 5. Mit EU-Bürgschaften ließen sich auch hier die Finanzierungsbedingungen verbessern<sup>28</sup>, wie würde sich eine Reduktion des WACC in diesen Ländern auf ein seE-Kraftwerk auswirken?

---

<sup>28</sup> Vgl. (Brueckmann, 2018)

Hierzu wurde der WACC einheitlich je Land auf 5,4 % gesetzt, wie er bisher nur für die Slowakei angenommen wurde. Dies kann durch gesicherte Förderungen von feE oder den Abbau von bürokratischen sowie planungsrechtlichen Hürden geschehen. In der Folge geben die Investoren geringere Risikoaufschläge bei der Vergabe von Krediten an die Projektierer weiter.

In den drei Ländern liegen die so neu optimierten seE-Stromgestehungskosten bei 97 bis 111 EUR/MWh und sind zum Teil deutlich geringer als zum Beispiel der Fördersatz des Kernkraftwerks Hinkley Point C in Höhe von 119 EUR/MWh. Tabelle 3 zeigt die Veränderung auf die Dimensionierung und die Kosten des so optimierten seE-Kraftwerks im Vergleich zur vorherigen Optimierung.

Tabelle 3: Sensitivität der Kapitalkosten als Veränderung zum Basisszenario

Land	Fluktuierender Strom				Steuerbarkeit		
	Benötigte Leistung Erneuerbare	Anteil Wind	Anteil PV	Stromgestehungskosten feE	Leistung Gaskraftwerke	Leistung Elektrolyseure	Zusatzkosten für Steuerbarkeit
	MW	%	%	EUR/MWh	MW	MW <sub>el</sub>	EUR/MWh
HU	265,01	-2	2	-12,16	identisch	-252,74	-5,51
CZ	389,36	-2	2	-11,71	identisch	-470,83	-4,13
PL	570,44	-3	3	-10,68	identisch	-600,42	-4,01

Ein offensichtlicher Effekt der verbesserten Finanzierungsbedingungen ist, dass insgesamt mehr Leistung an feE in jedem Land zugebaut wird. Das kostenoptimierte Verhältnis im seE-Kraftwerk verschiebt sich zu mehr feE-Erzeugung bei weniger Elektrolyseuren. Zudem erhöhen die niedrigeren Kapitalkosten den optimalen Anteil von PV relativ zu Wind Onshore, sodass sich der Anteil leicht zugunsten von PV verschiebt.

Die verbesserten Finanzierungsbedingungen bewirken eine durchschnittliche Minderung der Stromgestehungskosten von feE um 11,50 EUR/MWh. Gleichzeitig sinken auch die Zusatzkosten für die Steuerbarkeit durchschnittlich um rund 4,50 EUR/MWh. Dies ist auf die gesunkene installierte Leistung der Elektrolyseure zurückzuführen. Im Vergleich zum Basisszenario sinkt die installierte Leistung der Elektrolyseure im Länderquerschnitt um 8 %. Die Elektrolyseure, die gebaut werden, erzielen höhere Vollbenutzungsstunden, im Schnitt liegen diese um 7 % höher. Der Anteil an Strom, der nicht durch die Elektrolyseure oder direkt genutzt wird, steigt jedoch an.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die hier angenommenen günstigeren Finanzierungsbedingungen die Kosten für Strom aus einem seE-Kraftwerk um 15 bis 18 EUR/MWh senken. Nicht nur sinken die feE-Stromgestehungskosten, sondern auch die notwendigen Kosten, um das System steuerbar zu machen. Der Hebel, den die Finanzierungskosten auf die feE-Investitionen haben, ist beim seE-Kraftwerke also noch größer.

### 4.3. KRITERIENKATALOG DER POLITISCHEN ENTSCHEIDUNG

Neben den in dieser Studie betrachteten ökonomischen Kriterien spielen auch die folgend aufgelisteten Parameter eine Rolle bei der politischen Entscheidung.

KRITERIUM	KERNKRAFTWERK	seE-KRAFTWERK
<b>Versorgungssicherheit</b>	Hohe Verfügbarkeit, Planbarkeit der Revisionen, „Klumpenrisiko“ einer seltenen aber sehr hohen nichtverfügbaren Leistung durch zentrale Struktur, höhere Energieunabhängigkeit als bei Erdgaskraftwerken	Energieunabhängigkeit, hohe Verfügbarkeit von Gaskraftwerken, dezentrale Struktur der Gaskraftwerke, höherer Anspruch an Netzausbau, übernimmt Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Kaltstartfähigkeit, fossiles Back-up: Erdgasimporte, bisher wenige Elektrolyseure im Industriemaßstab erprobt
<b>Must-Run und Flexibilität</b>	Flexibilität nur bis Mindestlast, hoher Must-Run-Sockel: Hindernis für Integration feE, hoher Lastwechsel erhöht Kosten	Je nach Technologiewahl keine/kaum Must-Run, feE kann nur Leistung reduzieren, einiger Überschussstrom wird abgeregelt, Nachfrageflexibilität gewinnt an Wert
<b>Wertschöpfung</b>	Import von Kraftwerkskomponenten und Brennelementen, ggf. Aufbereitung im Inland, hoher Know-how-Anspruch: Ausbildung von inländischen Fachkräften über Dekaden	Synthesegasproduktion & Speicherung im Inland, Komponentenherstellung teilweise im Inland möglich, Import von Komponenten der Gaskraftwerke, dezentrale Struktur fördert ländliche Regionen, optionale dezentrale Abwärmenutzung
<b>Implikationen Gasinfrastruktur</b>	Ggf. geringe Auslastung in der Zukunft	Hohe Ausnutzung und ggf. Ausbau notwendig, bei direkter Nutzung von Wasserstoff in Motoren/Brennstoffzellen: erhöhte Ansprüche an Wasserstoffinfrastruktur
<b>Skalierbarkeit/Modularität</b>	Geringe Skalierbarkeit	Möglicher sukzessiver Aufbau und Anpassung der Dimensionierung entsprechend der Nachfrage möglich
<b>Umwelteinwirkung</b>	Emissionsarmer Betrieb, Strahlungsrisiko (regionale und internationale Dimension) und Endlagerung	Nahezu klimaneutraler Betrieb, höhere Flächennutzung, Stickoxidemissionen Gaskraftwerke

## 5. FAZIT UND AUSBLICK

---

In Europa entsteht in der nächsten Dekade eine Nachfrage nach steuerbaren, klimaneutralen Kraftwerken, die die europäische und nationale Energieunabhängigkeit nicht beeinträchtigen. So planen etwa die Visegrád-Staaten Kernkraftwerke mit einer gesamten Nettoleistung von 15,6 GW zu bauen, was in etwa der zwischen 2011 und 2022 abgeschalteten deutschen Kernkraftwerksleistung entspricht. In Frankreich könnten gemäß derzeitiger noch unklarer Planungen neben dem in Bau befindlichen Kernkraftwerk Flamanville 3 bis 2030 etwa sechs weitere Kernkraftprojekte mit einer Leistung von 10 GW die altersbedingt stillzulegenden Kernkraftwerke ersetzen. Auch in Großbritannien und in der Türkei entstehen neue Kernkraftwerke.

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ergibt anhand der Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken, dass Planwerte und Literaturwerte von 55 bis 89 EUR<sub>2016</sub>/MWh in den Projekten jüngerer Datums häufig deutlich übertroffen werden. Für Flamanville sind durch hohe Kostensteigerungen Stromgestehungskosten von 87 bis 126 EUR<sub>2016</sub>/MWh zu erwarten, Hinkley Point C erhält eine finanzielle Förderung von 119 EUR<sub>2016</sub>/MWh. Beim Freisetzen von Strahlung und bei der Lagerung von Kernkraftwerksabfällen entstehen zusätzliche Kosten. Wie groß die zusätzlichen finanziellen Risiken daraus sind und welche zusätzlichen Kosten durch Umwelteinwirkungen langfristig entstehen, lässt sich nur schwer quantifizieren.

Eine Alternative stellt ein Steuerbares-erneuerbare-Energien-Kraftwerk dar, das aus fluktuierender Erzeugung einerseits und Elektrolyseuren mit Methanisierung und Gaskraftwerken für die Steuerbarkeit andererseits besteht. Es produziert bei gleicher durchgängiger Versorgungssicherheit, hoher Energieunabhängigkeit und minimaler Klimaeinwirkung zu vergleichbaren Kosten Strom. Selbst bei den derzeit teuren Finanzierungsbedingungen erneuerbarer Energien und ohne eine gemeinsame Optimierung der Visegrád-Staaten untereinander sind die Kosten mit denen der Kernkraftwerke vergleichbar: In Polen liegen sie bei etwa 112 EUR/MWh, in Tschechien bei 119 EUR/MWh und in Ungarn bei 129 EUR/MWh. In der Slowakei ist das Potenzial hingegen noch unklar, es gibt noch wenige Erfahrungen mit der Windkraft, erste Analysen zeigen hohe Kosten von 167 EUR/MWh durch schlechte Windverhältnisse.

Deutlich niedriger sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für ein solches Kraftwerkssystem, das über die Visegrád-Staaten verteilt Überschussstrom in Elektrolysegas umwandelt und über das europäische Gasnetz in den Staaten nach Bedarf bilanziell verteilt. In diesem Fall liegen die Kosten unter Annahme von zum Teil sinkenden einheitlichen Finanzierungsbedingungen in den Ländern 2027 bei 120 EUR<sub>2016</sub>/MWh und 2035 bei 100 EUR<sub>2016</sub>/MWh.

## 6. QUELLENVERZEICHNIS

---

Brueckmann, R., 2018. *What is the development of WACC for wind power in the 28 EU Member States- and why?*. [Online]

Verfügbar unter: [https://www.strommarkttreffen.org/2018-03\\_Brueckmann\\_Development\\_of\\_WACC\\_for\\_wind\\_in\\_EU28.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/2018-03_Brueckmann_Development_of_WACC_for_wind_in_EU28.pdf) ]

[Zugriff am 04 04 2018].

Connect Energy Economics, 2015. *Leitstudie Strommarkt 2015*. [Online]

Verfügbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=9)

[Zugriff am 12 04 2018].

Department of Energy & Climate Change, 2013. *Electricity Generation Costs*. [Online]

Verfügbar unter:

[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/223940/DECC\\_Electricity\\_Generation\\_Costs\\_for\\_publication\\_-\\_24\\_07\\_13.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf)

[Zugriff am 12 04 2018].

Energy Brainpool, 2018. *Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegas Erneuerbaren Ursprungs*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.energybrainpool.com/services/studienverzeichnis.html>

[Zugriff am 04 04 2018].

European Climate Foundation, 2010. *Roadmap 2050 - A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe*. [Online]

Verfügbar unter:

[http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf)

[Zugriff am 12 04 2018].

European Climate Foundation, 2016. *Power Perspectives 2030 - On the Road to a Decarbonised Power Sector*. [Online]

Verfügbar unter:

[http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030\\_FullReport.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030_FullReport.pdf)

[Zugriff am 12 04 2018].



IWR, 2018. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=34938>

[Zugriff am 04 04 2018].

Linkenheil, C. P., Huneke, F., Heddrich, M.- L. & Küchle, I., 2017. *Flexibility Needs and Options for Europe's Future Electricity System*. [Online]

Verfügbar unter: [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Study\\_2017-09-07\\_Energy-Brainpool\\_Study\\_Flexibility-Needs-and-Options\\_EUGINE.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Study_2017-09-07_Energy-Brainpool_Study_Flexibility-Needs-and-Options_EUGINE.pdf)

[Zugriff am 04 04 2018].

Persem, M., 2014. *La transition énergétique et France et en Allemagne*. [Online]

Verfügbar unter: <http://enr-ee.com/hintergrundpapiere/>

[Zugriff am 04 04 2018].

Pfenninger, S. & Staffell, I., 2016. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy 114*, pp. 1251-1265.

Pfenninger, S. & Staffell, I., 2016. Using Bias-Corrected Reanalysis to Stimulate Current and Future Wind Power Output. *Energy 114*, pp. 1224-1239.

PGE, 2016. *Polish NPP new build project*. [Online]

Verfügbar unter: [https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2016/2016-02-10-02-12-NPES/14\\_Poland\\_KWIATKOWSKI.pdf](https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2016/2016-02-10-02-12-NPES/14_Poland_KWIATKOWSKI.pdf)

[Zugriff am 04 04 2018].

Temperton, I., Buck, M., Graf, A. & Brückmann, R., 2018. *Reducing the cost of financing in Europe*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/wie-die-eu-den-ausbau-erneuerbarer-energien-in-zentral-und-suedosteuropa-billiger-und-schneller-machen-kann/News/detail/>

[Zugriff am 18 04 2018].

U.S. Energy Information Administration, 2013. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. [Online]

Verfügbar unter: [https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated\\_capcost.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf)

[Zugriff am 12 04 2018].

VGB PowerTech e.V., 2012. *Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio*. [Online]

Verfügbar unter: <https://de.scribd.com/document/358527722/VGB-Investment-and-Operation->

Costs-Figures-for-Power-Generation-09-2012

[Zugriff am 20 04 2018].

World Nuclear Association, 2018. *Country Profiles*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx>

[Zugriff am 04 04 2018].

## 7. ANHANG

Tabelle 4: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung des Elektrolyseurs (Energy Brainpool, 2018) und der Gaskraftwerke (Linkenheil, et al., 2017)

Elektrolyseur						Verstromung			
Erste Erzeugung	CAPEX	OPEX	Lebensdauer	WACC	Spezifische Kosten	Technologie	Spezifische Kosten	Wirkungsgrad	Brennstoffpreis
a	EUR/kW	% von CAPEX	a	%	EUR/(MW a)		EUR/(MW a)	%	EUR/MWh
2025	750	3,5	15	6,86	107.869	GT	47.000	41	40
2030	500	3,0	15	6,86	69.413	GM	59.000	49	40
2035	400	2,5	19	6,86	48.296	GuD	85.000	59	40

Tabelle 5: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der feE-Anlagen (Metaanalyse von 24 Studien mit 135 Datensätzen zu den Kosten von PV, Wind Onshore und Wind Offshore)

Land	Erste Erzeugung	Wind Onshore			PV			WACC	Spezifische Kosten	
		CAPEX	OPEX	Lebensdauer	CAPEX	OPEX	Lebensdauer		Wind	PV
	a	EUR/kW	% von CAPEX	a	EUR/kW	% von CAPEX	a	%	EUR/(MW a)	
HU	2027	1.162	3,15	21	1.068	1,96	26	8,25	154.238	121.897
SK	2027	1.162	3,15	21	1.068	1,96	26	5,30	128.982	97.542
CZ	2035	1.078	3,15	21	828	1,96	26	8,00	141.005	92.825
PL	2035	1.078	3,15	21	828	1,96	26	8,00	141.005	92.825

Tabelle 6: Detaillierte Szenario-Ergebnisse für die V4-Szenarien in Tabelle 2, Ist „Saldo Gas“ positiv, so liegen über das Jahr hinweg Elektrolysegasimporte vor

Erstes Erzeugungsjahr	Land	Fluktuierender Strom			Steuerbarkeit	
		Benötigte Leistung Erneuerbare	Anteil Wind	Anteil PV	Leistung Elektrolyseure	Saldo Gas
		MW	%	%	MW <sub>el</sub>	GWh <sub>th</sub>
Vise- grad 2027	HU	14.599	74	26	3.696	-3.750
	SK	10.163	62	38	789	10.414
	CZ	24.511	76	24	4.324	591
	PL	36.406	83	17	7.999	-7.255
Vise- grad 2035	HU	14.884	70	30	4.848	-4.773
	SK	10.082	53	47	1.425	10.396
	CZ	24.126	70	30	5.531	659
	PL	35.141	78	22	9.730	-6.281

## 8. KURZPORTRÄT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

## IMPRESSUM

Autoren:

Fabian Huneke

Philipp Heidinger

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

April 2018

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.