

*Thure Traber | Hans-Josef Fell | Norbert Schmäling*

# **100% Erneuerbare Energien für alle Energiesektoren:**

## **Eine Optimierung für den Landkreis Bad Kissingen**

Berlin, März 2020

Impressum

Energy Watch Group - EWG

Albrechtstr. 22

10117 Berlin

Tel.: +49 (30) 609 8988 10

[www.energywatchgroup.org](http://www.energywatchgroup.org)

# 100% Erneuerbare Energien für alle Energiesektoren: Eine Optimierung für den Landkreis Bad Kissingen

Thure Traber\*, Hans-Josef Fell & Norbert Schmäling

\*Kontaktautor: [traber@energywatchgroup.org](mailto:traber@energywatchgroup.org)

## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie .....	1
1. Ausgangslage im Landkreis Bad Kissingen .....	3
1.1. 100% Erneuerbare Energien sind notwendig für die Erreichung unserer Klimaschutzziele .....	3
1.2. Heutige Energieversorgung im Landkreis Bad Kissingen .....	3
1.3. Angenommene Ausbaumöglichkeiten für 100% Erneuerbare Energien im Landkreis Bad Kissingen .....	4
2. Ergebnisse der Untersuchung: 100% Erneuerbare Energien im Landkreis Bad Kissingen .....	5
2.1. Investitionen in Energieerzeugung .....	5
2.2. Speichermix .....	6
2.3. Stromerzeugung .....	7
2.4. Wärmeerzeugung .....	8
2.5. Energiekosten .....	8
3. Einordnung der Ergebnisse .....	10
Literaturverzeichnis .....	12
Anhang 1: Kostenannahmen und verwendete Profildaten .....	13
Anhang 2: Mathematisches Modell .....	16

## Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie

Eine ganzjährige Vollversorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ist im Landkreis Bad Kissingen technisch und ökonomisch möglich, sowie aus Klimaschutzgründen notwendig. Dies zeigt die vorliegende Studie der Energy Watch Group, die den Landkreis Bad Kissingen als Modellregion betrachtet. Die Untersuchung zeigt, mit welchem Mix an Erzeugungs- und Speichertechnologien die Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren (Strom, Wärme, Mobilität) unter Wahrung der Energieversorgungssicherheit (Energiebedarfsdeckung zu jeder Stunde des Jahres) technisch und ökonomisch gelingen kann.

Bei einer Umstellung auf eine 100% erneuerbare Energieversorgung bleiben die Kosten im unterfränkischen Landkreis Bad Kissingen stabil. Die errechneten durchschnittlichen Kosten für die Stromerzeugung liegen mit 7,5 Eurocent pro kWh auf dem Niveau der Bezugskosten für Strom aus dem öffentlichen Netz durch Großabnehmer im Jahr 2018, d.h. der Industrietrompreise ohne Steuern, Abgaben und Umlagen<sup>1</sup>. Insgesamt bleiben mit der Umstellung auf eine vollständig erneuerbare Energieversorgung auch die Haushaltstrompreise auf dem heutigen Niveau bei rund 30 Eurocent pro kWh. Damit lässt sich insbesondere der individuelle Mobilitätsbedarf günstiger als bisher decken, denn ein sehr günstiger Verbrennungs-PKW verbraucht für 100 km mindestens 5l Benzin oder 7,50 Euro bei einem Preis von 1,50 Euro/l. Ein günstiges Elektrofahrzeug benötigt für dieselbe Fahrleistung etwa 14 kWh oder lediglich 4,20 Euro bei den genannten Strompreisen. Letztlich kann der Wärmeverbrauch ebenfalls zu Kosten des heutigen Niveaus von 5 Eurocent pro kWh gedeckt werden. Die Energiekosten im Landkreis insgesamt sinken durch eine 100% erneuerbare Vollversorgung auf rund 200 Mio. Euro jährlich und liegen somit niedriger als die heutigen Energiekosten von rund 325-375 Mio. Euro. Hinzu kommt, dass die Energiekosten im 100% Erneuerbare-Energien-System nicht mehr von Schwankungen an den internationalen Rohstoffmärkten abhängen und daher stabiler und verlässlicher sind.

---

<sup>1</sup> Siehe beispielsweise BDEW, Strompreis für die Industrie (<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strompreis-fuer-die-industrie/>)

Der Ausbau für eine vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhende Versorgung erfordert folgende Infrastruktur im Landkreis Bad Kissingen:

- Bau von 48 Windkraftanlagen (je 5 MW) zusätzlich zu den heute 33 Anlagen mit durchschnittlich 2,5 MW.
- Ausbau von PV-Dachanlagen von heute 57,7 MW auf zukünftig 200 MW, Ausbau der PV-Freiflächenanlagen von heute 35,6 MW auf zukünftig 413 MW.
- Ausbau der kleineren Bio-KWK-Anlagen (Bioenergie) von heute 3 MW auf zukünftig 81 MW.
- Erhalt der gegenwärtigen Wasserkraftversorgung mit einer installierten Leistung von 1,6 MW und einer Erzeugung von etwa 5,5 GWh (Stand 2017).
- Ausbau der Speicherkapazitäten auf 142 MWh Batteriespeicher, 812 MWh Wärmespeicher und 2898 MWh Wasserstoffspeicher.
- Umstellung der Antriebe im Verkehrssektor (u.a. PKW, ÖPNV) auf elektrische Antriebe.

Die Ergebnisse wurden mit einem von der EWG entwickelten neuen Energiesystemmodell unter Nutzung öffentlich zugänglicher Daten berechnet.

## 1. Ausgangslage im Landkreis Bad Kissingen

### 1.1. 100% Erneuerbare Energien sind notwendig für die Erreichung unserer Klimaschutzziele

Die Bundesrepublik Deutschland hat – völkerrechtlich verpflichtend – das Klimaschutzabkommen von Paris unterzeichnet. Die Einhaltung eines Stopps der Erderwärmung bei möglichst 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau erfordert ein Ende aller Treibhausgasemissionen bis etwa 2030. Da der Energiesektor (Erdöl, Erdgas, Kohle) etwa 55% aller Treibhausgase emittiert (Fell und Traber 2019), bildet eine Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren den Kern notwendiger Klimaschutzmaßnahmen. Damit Deutschland seine eingegangenen Verpflichtungen auch erfüllen kann, müssen alle Gebietskörperschaften ihre entsprechenden Beiträge erbringen. Auch im Landkreis Bad Kissingen ergibt sich neben weiteren Klimaschutzmaßnahmen die zwingende Notwendigkeit, die gesamte Energieversorgung auf 100% Erneuerbare Energien umzustellen.

### 1.2. Heutige Energieversorgung im Landkreis Bad Kissingen

Die heutige Energieversorgung im Landkreis Bad Kissingen beruht im Wärme- und Verkehrssektor im Wesentlichen auf Erdgas und Erdöl, der Stromsektor entspricht in etwa dem bundesdeutschen Strommix mit einem Ökostromanteil von etwa 46% am Nettostromverbrauch. In den Sektoren Wärme und Mobilität ist der Anteil von Ökoenergie bislang deutlich geringer.

#### *Endenergiebedarf heute und zukünftig*

Der jährliche Endenergiebedarf für eine zukünftige, 100% Vollversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien im Landkreis Bad Kissingen deckt sich weitestgehend mit der aktuellen Nachfrage der Region. Diese setzt sich wie folgt zusammen:

0,6 TWh für klassische Stromanwendungen, weitere 0,4 TWh für Mobilität und einem Wärmebedarf von 1,9 TWh. Insgesamt ergibt sich hierzu eine Gesamtstromerzeugung von knapp 1,6 TWh, die neben dem Verbrauch für die klassischen Anwendungen und dem Strombedarf für Mobilität den Wärmepumpenstrom von rund 0,4 TWh sowie Verluste aus Speichervorgängen abdeckt. Der erforderliche gesamte Primärenergiebedarf sinkt durch eine 100% Versorgung

mit Erneuerbaren Energien aufgrund effizienterer Energienutzung insbesondere durch Wärmepumpen und die Elektrifizierung des Verkehrs.

### *Ausgangspunkt der Umstellung sind die bereits vorhandenen Kapazitäten Erneuerbarer Energien*

Die installierte Erzeugungskapazität der Erneuerbaren Energien beträgt heute bereits 181 MW im Landkreis. Diese erzeugen etwa 230 GWh Strom. Dies entspricht etwa 15% der Gesamtstromerzeugung von 1,6 TWh (1600 GWh) bei einer Umstellung auf 100% Erneuerbare Energien. Sie schlüsseln sich auf in 75 GWh Solar, 130 GWh Wind und 25 GWh Bioenergie und Sonstige, darunter 5 GWh Wasserkraft. Geothermie bildet bisher einen vernachlässigbar geringen Anteil, obwohl erhebliche Potentiale vorhanden sind.

Mit Ausnahme der Energie, die durch bereits heute installierte Erneuerbare Energien-Anlagen gewonnen wird, werden die genannten übrigen Energiemengen gegenwärtig in den Landkreis importiert – in einer Größenordnung von etwa 325-375 Mio. Euro jährlich. Damit geht dem Landkreis in gleicher Höhe Kaufkraft verloren, die in einem System auf Basis heimischer Erneuerbaren Energien großteils im Landkreis verbleiben könnte.

### **1.3. Angenommene Ausbaumöglichkeiten für 100% Erneuerbare Energien im Landkreis Bad Kissingen**

Der Landkreis Bad Kissingen bietet hervorragende Möglichkeiten für ein 100% erneuerbares Energiesystem, da das potentielle Technologieportfolio vielfältig ist und nicht zuletzt ein erhebliches Potenzial für Windkraft beinhaltet. Die angenommenen Flächenpotentiale sind reichlich und ermöglichen den Ausbau auf eine Gesamtkapazität von 323 MW an Windanlagen und 613 MW an Photovoltaikanlagen. Hiervon sind 95 MW Photovoltaik und 83 MW Windkraft bereits vorhanden. Zu den existierenden 33 Windkraftanlagen kommen laut Berechnungen 48 Windkraftanlagen mit jeweils 5 MW Leistung hinzu. Der PV-Ausbau verteilt sich mit einer Leistung von 413 MW auf Freiflächen und 200 MW auf Dachflächen.

Der Zubau von großen Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) zur Nutzung von Bioenergie oder grünem Wasserstoff wurde für diese Untersuchung auf 50 MW begrenzt. Diese können einerseits Heizkraftwerke für Bioenergie und andererseits Gas- und Dampfkraftwerke für die

grüne Wasserstoffnutzung (GuD Wasserstoff) sein. Das bedeutet, dass kein deutlicher Ausbau an zentralen, thermischen Anlagen untersucht wird, da dies im ländlich strukturierten Raum des Landkreises nicht notwendig ist. Zur Bedarfsdeckung ist dieses System mit Heizkraftwerken, Wärme- und Stromspeichersystemen zu ergänzen und dabei sind die in dieser Untersuchung nicht ausdrücklich berücksichtigten Wasserkraftwerke einzubinden. Die Zubaumöglichkeiten für Wasserkraft sind zwar relativ gering, aber für die örtliche Versorgungssicherheit ist die Wasserkraft dennoch wichtig, da sie bestens die natürlichen Schwankungen von Solar- und Windenergie ausgleichen kann. Der Erhalt und Ausbau der Wasserkraft hat besondere Bedeutung für die Systemsicherheit im Stromverteilnetz, da die Wasserkraft Systemdienstleistungen und einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich der Schwankungen von Solar und Windkraft liefert ist (Zdrallek 2018). Ähnlich verhält es sich mit der ebenfalls nicht in der Untersuchung näher berücksichtigten Geothermie, welche ebenfalls erhebliche Möglichkeiten für die Gesamtsystemverbesserung bietet. Die hier vorgestellten Ergebnisse beinhalten letztlich noch nicht die Möglichkeiten die Endverbrauchssektoren und Energienetze – also insbesondere Wärme- und Stromnetze aber auch Wasserstoffnetze – zu optimieren. Es ist zu berücksichtigen, dass hierdurch sowie durch andere Vereinfachungen mit möglichen Kostenerhöhungen oder auch Kosteneinsparungen in der Größenordnung von 10% gegenüber den Ergebnissen zu rechnen ist.

## **2. Ergebnisse der Untersuchung: 100% Erneuerbare Energien im Landkreis Bad Kissingen**

Im Folgenden werden die Modellergebnisse auf Basis der in Abschnitt 2 beschriebenen Kostenannahme „neutral“ vorgestellt. Diese zeigen den optimierten Mix von Erzeugungsanlagen, den Speichermix, die optimierte Erzeugung von Strom und Wärme, sowie die Kosten für den Verbrauch zusammen mit den nötigen Investitionen.

### **2.1. Investitionen in Energieerzeugung**

Die berechnete optimale Stromerzeugungsstruktur ist in der untenstehenden Abbildung 1 aufgeführt. Im Ergebnis zeigt sich, dass neben dem Ausbau der fluktuierenden Photovoltaik und Windanlagen 50 MW größere Heizkraftwerke sowie gut 82 MW Blockheizkraftwerke zur

Nutzung von Bioenergie zu errichten sind. Optimalerweise sollte erheblich in Wasserstoffelektrolyse investiert werden. Hierzu ergibt sich ein Ausbau der Wasserstoffverstromung im Umfang von 26 MW in Form einer Gas-und-Dampf-Anlage (Wasserstoff-GuD). Weitere 24 MW sind in Form von Heizkraftwerken (HKW) mit Verwendung von Bioenergie<sup>2</sup> umzusetzen. Auch wenn die thermischen Kraftwerke erhebliche Investitionen erfordern, machen sie insgesamt nur einen sehr geringen Anteil von weniger als 10% der Kapazität aus. Sie sind aber besonders wichtig, da sie zum einen die notwendige Wärme im Winter liefern und zudem erforderlich sind, um die winterlich bedingte niedrigere Stromerzeugung aus Photovoltaik auszugleichen.

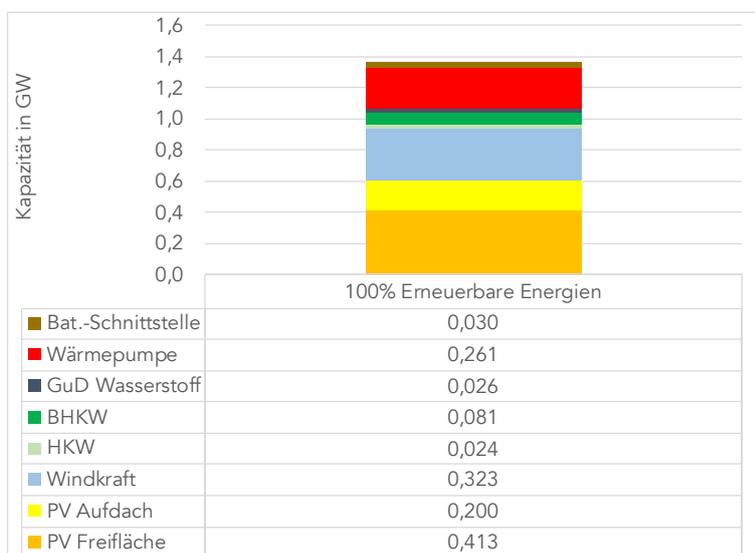


Abbildung 1: Erzeugungskapazitäten für 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

## 2.2. Speichermix

Die in der Abbildung 2 unten dargestellten Speicherkapazitäten ermöglichen die erfolgreiche Integration des Wind- und Solarstroms. Knapp 4 GWh Speicherkapazität sind hierzu aufzubauen. Die Wasserstoffspeicherung trägt mit etwa 2,9 GWh rund drei Viertel zum gesamten Speicherbedarf bei, während die Wärmespeicherung mit 812 MWh weitere 21% beisteuert. Demgegenüber ist die Batteriespeicherung mit 142 MWh vergleichsweise gering, aber aufgrund der häufigen Ladezyklen insbesondere zur kurzfristigen Speicherung auch im Tagesverlauf für die im folgenden dargestellte Stromerzeugung wichtig.

<sup>2</sup> Als Bioenergie wird Biogas als Hauptenergieträger angenommen. Hinzu kommen andere Biomassen wie Holz und Holzreste, die aber aufgrund ihres insgesamt überschaubaren Beitrags ebenso wie die Wasserkraft nicht modelliert wurden.

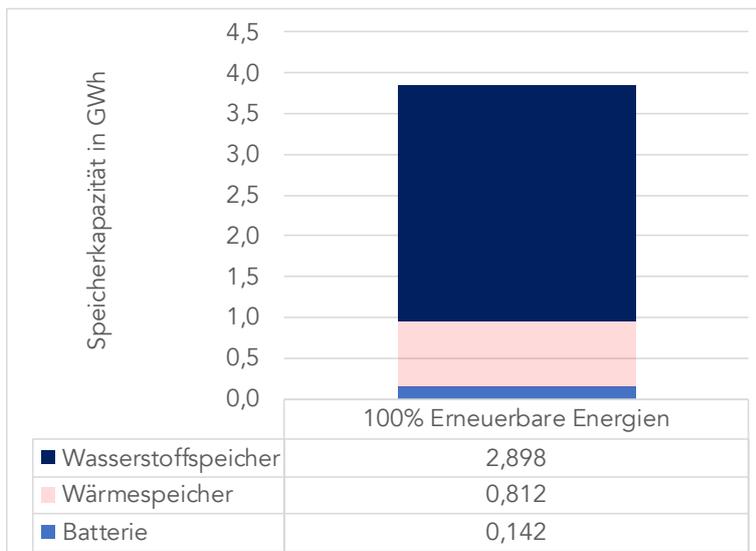


Abbildung 2: Speicherkapazitäten für 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

### 2.3. Stromerzeugung

Die Stromerzeugung für die 100% Vollversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien beträgt knapp 1,6 TWh (Abbildung 3) und deckt neben dem Bedarf für Wärmepumpen und Elektromobilität auch Verluste ab. Hiervon werden etwa 1,2 TWh durch die fluktuierenden Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne (PV) erzeugt. Ergänzt wird diese Erzeugung mit 294 GWh Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Hiervon werden 264 GWh in HKWs und BHKWs durch eine Biobrennstoffnutzung im Umfang von 819 GWh und weitere 48 GWh aus Wasserstoff gewonnen.

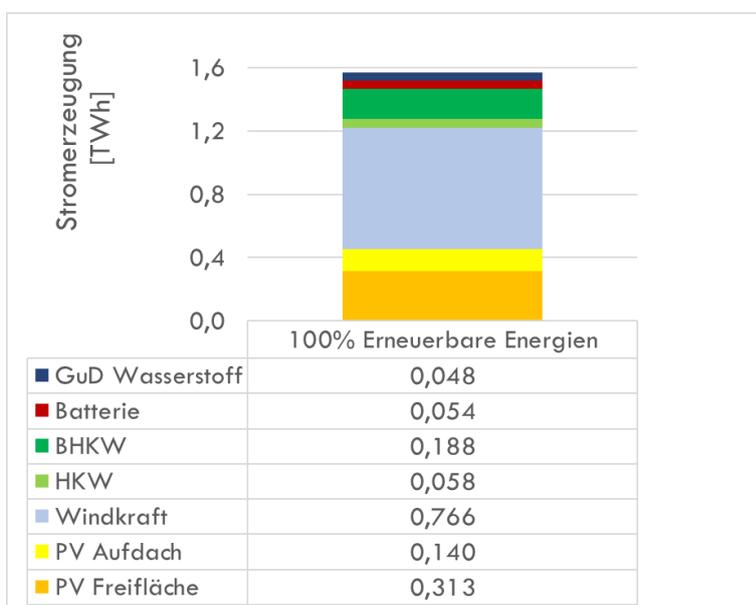


Abbildung 3: Stromerzeugung für die 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

## 2.4. Wärmeerzeugung

Für die Wärmeerzeugung ist der Einsatz von Wärmepumpen von herausragender Bedeutung: über 61% werden so gedeckt. Blockheizkraftwerke liefern mit 17% ähnlich wie die Wärmespeicher mit 12% weitere bedeutende Anteile für die Wärmeversorgung. Die größeren Anlagen (HKWs, GuD-Wasserstoff) ergänzen mit etwa 10% die Bereitstellung.

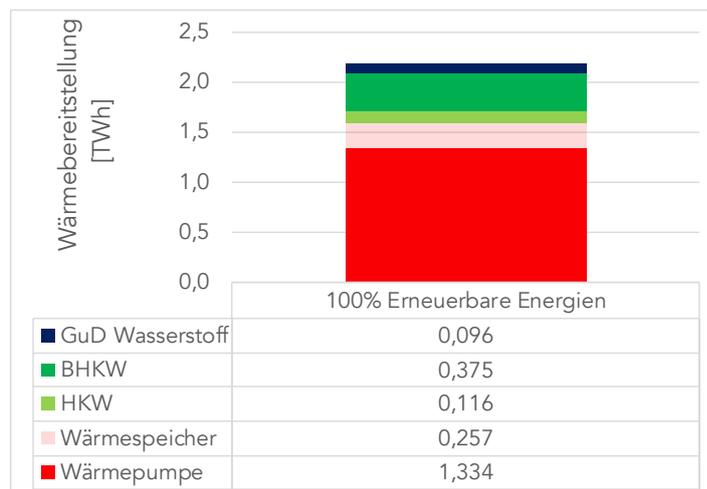


Abbildung 4: Wärmeerzeugung für 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

## 2.5. Energiekosten

Im Ergebnis ermöglicht ein optimiertes Energiesystem Kosten von 7,5 Eurocent je kWh Strom. Zum Vergleich: Die Industriestrompreise lagen im Jahr 2018 bei nahezu 9 Eurocent pro kWh. Die angesetzten Kosten von 5 Eurocent je kWh Wärme entsprechen etwa den heutigen durchschnittlichen Wärmekosten auf Basis von Erdöl und Erdgas. Die Energiekosten bezogen auf Wärme- und Stromverbrauch insgesamt liegen bei lediglich etwa 6 Eurocent. Dies entspricht etwa den durchschnittlichen Kosten für Energie in Europa im Jahr 2015.

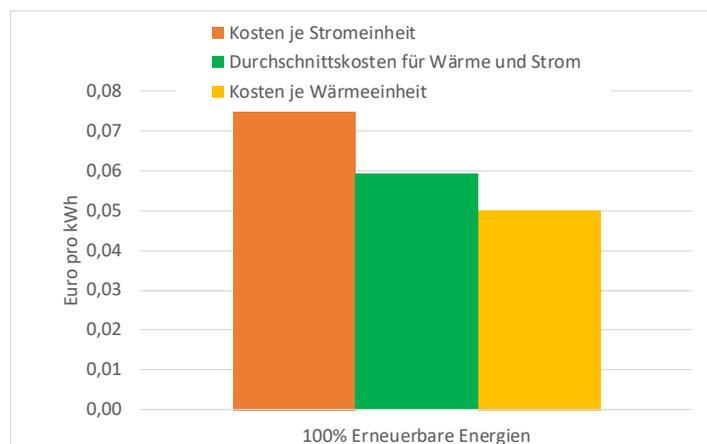


Abbildung 5: Kosten je kWh Strom, je kWh Wärme und Durchschnittskosten bezogen auf den Endverbrauch von Wärme und Strom in einer 100% Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: EWG 100% Mod.

Die Kosten für Investitionen sind in der Abbildung 6 dargestellt und betragen jährlich rund 140 Mio. Euro. Sie machen den größten Teil der jährlichen Gesamtkosten inklusive der Brennstoffkosten für die HKWs und BHKWs von etwa 185 Mio. Euro aus.

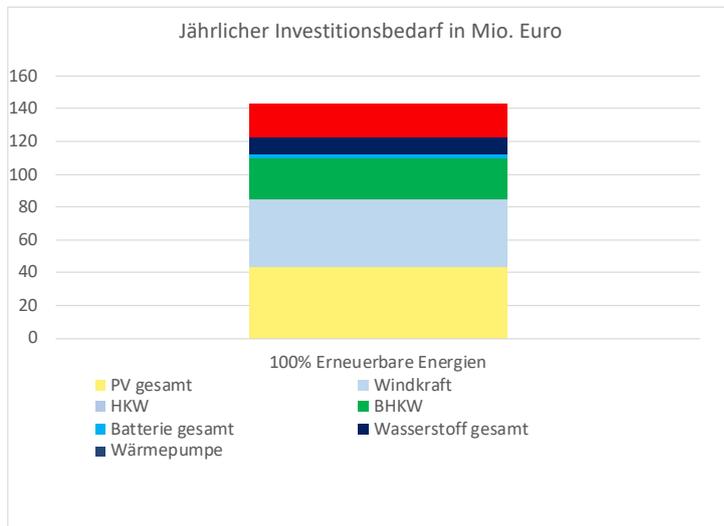


Abbildung 6: Jährlich benötigte Investitionen für eine gleichmäßige Umsetzung einer 100% Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in den kommenden zehn Jahren. Quelle: EWG 100% Mod.

Die durchschnittlichen Kosten bezogen auf den Strom- und Wärmeverbrauch, und somit auch die der durchschnittlichen Bereitstellung mit Erneuerbaren Energien, liegen auf dem Niveau der bisherigen Kosten in Deutschland und auch in Europa. Letztere enthalten aber viele externe Schadenskosten für die fossil-nukleare Energiebereitstellung nicht, die durch 100% Erneuerbare Energien weitestgehend ausgeschlossen werden. Dies betrifft beispielsweise Kosten für Gesundheit, Klimaschutz und Atomkraft-Risiken.

Nicht zuletzt sind diese Kosten kalkulierbar und nicht von den erratischen Bewegungen insbesondere auf den Märkten für Energierohstoffe sowie von kurzfristigen energiepolitischen Entscheidungen abhängig.

### 3. Einordnung der Ergebnisse

Ziel der Berechnungen ist es, eine realistische Abschätzung der Kosten einer 100% erneuerbaren Energieversorgung zu entwickeln. Alleine die Unterschiede, die sich in der Bandbreite der im Anhang 1 dargestellten Annahmen für Investitionskosten spiegeln, bewirken eine erhebliche Variationsmöglichkeit in den tatsächlich anzusetzenden Kosten. Bei der Auswertung der Ergebnisse ist diesbezüglich weiterhin zu berücksichtigen, dass die Umstellung auf ein vollständig erneuerbares Energiesystem auf einen Zeitraum von etwa einem Jahrzehnt anzustreben ist und damit die Kosten für die Technologien im Umsetzungszeitraum weiter deutlich fallen. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist auch anzumerken, dass hier keine potentiellen Erlöse insbesondere von Überschussmengen auf dem Strommarkt berücksichtigt wurden und auch kein Bezug von Strommengen aus dem öffentlichen Netz beispielsweise zur Abdeckung von Spitzenlast betrachtet wird. Beide Optionen würden die Kosten der Energiebedarfsdeckung für die Region gegenüber der hier vorgestellten Autarkielösung weiter spürbar senken.

Weitere Einsparmöglichkeiten bestehen in der Optimierung des Endverbrauchs. So würde mit einer effektiven Altbausanierung der Wärmebedarf erheblich reduziert werden. So scheint bei einer zügigen Umstellung auf Niedrigenergiestandards eine Einsparung des Wärmebedarfs um etwa die Hälfte als realistisch. Auch eine verstärkte Umstellung der Verkehrssysteme auf den öffentlichen Nahverkehr kann den Energiebedarf erheblich reduzieren. Beides würde einen zusätzlichen senkenden Effekt auf die gesamte Endenergienachfrage und somit auch die Gesamtkosten haben. Weiterhin wurden auch die für die Energieeffizienz wichtigen Ausbaumöglichkeiten von Nahwärmenetzen nicht detailliert berücksichtigt. So wurde die Neuinstallation von dörflichen Nahwärmenetzen, beispielsweise zur Deckung des hohen Wärmebedarfs der Kurzentren Bad Kissingen, Bad Brückenau und Bad Bocklet, nicht abgebildet, die jedoch eine wichtige, eingehender zu betrachtende Option darstellen. Gleiches gilt für die aus Gründen schwer zugänglicher Daten nicht abgebildeten Möglichkeiten eines Ausbaus von Geothermie und einer Nutzung des aktuell reichlich anfallendem Restholzes in den Berechnungen. Grundsätzlich stehen neben den mit Biogas betriebenen Anlagen vielfältige Brennstoffe für die Heiz- und Blockheizkraftwerke zur Verfügung, darunter Klärgas, Deponiegas, flüssige Biotreibstoffe, feste Biomasse wie Holz, Stroh und Algenwasserstoff.

Auch wurden für diese Studie die Kosten für erforderliche Stromnetzinvestitionen nicht berücksichtigt. Diese können jedoch bestenfalls durch die Entlastung existierender Netze kompensiert werden. So sind durch gezieltes Lastmanagement im Strombereich weitere kostensenkende Wirkungen zu erwarten. Großes Optimierungspotential bietet hierzu die intelligente Ladung von Strom für die Elektromobilität, welche in dieser Untersuchung als lediglich konstantes Band (dump charge) angenommen wird. Eine Optimierung des Lastmanagements ist jedoch bislang nicht im Modell angelegt. Hierdurch und mit Hilfe der oben dargestellten regelbaren Speicher sowie thermischen Anlagen ist zu erwarten, dass in nennenswertem Umfang zusätzlich Systemdienstleistungen für benachbarte Netze erbracht werden können. Sogar auf überregionaler Ebene sollten letztlich die Übertragungsnetze durch die günstige Lage südlich der großen Netzengpässe entlastet werden können.

## Literaturverzeichnis

- Cerrajero, Eduardo. 2017. 'Electricity Storage System Validation Report'. Edited by GridSol. European Technology & Innovation Platform PV. 2019. 'PV the Cheapest Electricity Source Almost Everywhere'. [www.etip-pv.eu](http://www.etip-pv.eu).
- Fell, Hans-Josef, und Thure Traber. 'Sektorale Treibhausgasemissionen weltweit', EWG 2019, herunterladbar unter [http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG-Kurzanalyse-THG\\_2019.pdf](http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG-Kurzanalyse-THG_2019.pdf).
- Fasihi, Mahdi, Dmitrii Bogdanov, und Christian Breyer. 2016. 'Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants'. *Energy Procedia* 99 (November): 243–68. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>.
- Hellwig, Mark. 2003. 'Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile'. München: TU München.
- Koch, Matthias, Tilman Hesse, Tanja Kenkmann, Veit Bürger, Markus Haller, Christoph Heinemann, Moritz Vogel, et al. 2017. 'Einbindung des Wärme- und Kälte-sektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutz-ziele und EE-Integration'. Freiburg: Öko-Institut e.V.
- Ram, Manish, Dmitrii Bogdanov, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Solomon A. Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, et al. 2019. 'Global Energy System Based on 100% Renewable Energy'. <http://energywatchgroup.org/new-study-global-energy-system-based-100-renewable-energy>.
- Zdrallek, Markus. 2018. 'Netztechnischer Beitrag von kleinen Wasserkraftwerken zu einer sicheren und kostengünstigen Energieversorgung'. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal

## Anhang 1: Kostenannahmen und verwendete Profildaten

Für die Optimierung der Deckung des Energiebedarfs wurden Verbrauchsprofile für Wärme und Strom, sowie Windkraft- und Solarverfügbarkeitsdaten in stündlicher Auflösung genutzt. Hierzu wurden Wind-, Solar-, und Stromverbrauchsprofile des Referenzjahres 2017 öffentlich verfügbaren Datenquellen entnommen. Die Wärmeverbrauchsprofile wurden auf Basis der von Hellwig begründeten und vom Ökoinstitut weiterentwickelten Methode (Hellwig 2003; Koch et al. 2017) eigens berechnet. Dabei wurden der Gebäudezustand im Landkreis sowie Wetterdaten aus dem Jahr 2017 berücksichtigt. Das für die Optimierung von der EWG aufgesetzte lineare Kostenminimierungsmodell ist im Anhang 2 formal dargestellt und in der Programmiersprache GAMS lösbar.

Die Modellergebnisse basieren entscheidend auf Annahmen zu den Technologiekosten, aufgeschlüsselt in Investitions-, Instandhaltungs- und Betriebskosten, sowie den Verlusten durch die verschiedenen Stufen Ladung, Speicherung, Entladung der Speicherprozesse von Energie. Die Investitionskosten unterliegen aufgrund rascher technologischer Entwicklung mit Lern- und Skalierungseffekten einer großen Dynamik, die nicht vollständig absehbar ist. Um diese Unsicherheit einzufangen, wird die Bandbreite von Investitionskosten durch je ein Szenario mit hohen, mittleren und niedrigen Kosten abgebildet. Das Szenario für hohe Kosten, „Konservativ“, basiert auf eigenen Annahmen, um möglichst realistische Kosten abzubilden, die sich für kleinere Projekte bei konservativer Betrachtung ergeben können. Das Szenario „Neutral“ stellt Kosten dar, die gegenwärtig als durchschnittlich realisierbare Kosten zu interpretieren sind, bereits in Fachuntersuchungen veröffentlicht sind und für die oben vorgestellten Ergebnisse genutzt wurden (Ram et al. 2019). Das Szenario „Optimistisch“ bildet letztlich noch ein Szenario für gegenwärtig niedrige Kosten ab, die aber für die nahe Zukunft realistisch erscheinen.

	PV Freifläche	PV Aufdach	Windkraft	HKW	BHKW	GTH	GuDH	Brennst. Zelle
Konservativ	730	1014	1240	577	3000	625	1000	3500
Neutral	620	907	1150	503	2500	550	888	3000
Optimistisch	510	800	1060	429	2000	475	775	2500
	Batterie* Batterie	Batterie Schnittstelle	Wärme- speicher*	H2 Speicher*	H2 Kompressor	H2 Elektrolyse	GuDH	Wärme- pumpe
Konservativ	270	135	50	19	256	990		810
Neutral	185	118	40	14	256	685		780
Optimistisch	100	100	30	9	256	380		750

Abbildung 7: Investitionskosten in Euro pro kW (Capex) für Energietechnologien in drei Szenarien; GTH=Gasturbine Wasserstoff, GuDH=Gas- und Dampfturbine Wasserstoff, HKW=Heizkraftwerk, BHKW=Blockheizkraftwerk; \*Speichertechnologien in Euro pro kWh.

In Zusammenhang mit der geringen technologischen Reife weisen die Wasserstoffelektrolyse, Wasserstoffspeicherung, die Batteriespeicherung und auch die Photovoltaik hohe Dynamik bezüglich der Kosten sowie auch weiterhin die größten Kostensenkungspotentiale auf. Weniger Unsicherheit weisen die operativen Aufwendungen (OPEX) auf, die daher ohne Szenario-Annahmen abgebildet werden. Für die Bioenergie wird Biogas zu einem Bezugspreis von 7,5 Eurocent pro kWh als Energieträger angenommen.

	PV Freifläche	PV Aufdach	Windkraft	HKW	BHKW	GTH	Brennst. Zelle	
Opex fix €/kW*a	13,2	17,6	1,5	17,2	17,2	14,3	5,3	
Opex var €/kWh	0	0	0	0,251	0,251	0,011	0,002	
Lebensdauer a	30	30	25	30	30	35	35	
	Batterie	Batterie Schnittstelle	Wärme- speicher	H2 Speicher	H2 Kompressor	H2 Elektrolyse	GuDH	Wärme- pumpe
Opex fix €/kW*a	9	0	0,6	0,0	1,0	1,6	1,4	15,6
Opex var €/kWh	0	0	0	0	0	0,0012	0,002	0
Lebensdauer a	20	20	35	30	15	30	35	25

Abbildung 8: Variable und jährlich fixe Betriebskosten (OPEX).

Die Wirkungsgrade der Umwandlung in die Speichertechnologien Batterien (BS), Wärmespeicher (WS) und H2-Speicher (H2S) sind nach Lade- und Entnahmevorgang sowie Langzeitspeicherung differenziert und in untenstehender Abbildung zusammengefasst. Ein wichtiger Einflussfaktor ist die benötigte Kapitalverzinsung. Hier nehmen wir Kapitalkosten (WACC) in nominalen Werten von 7% für das Fallbeispiel „Bad Kissingen“ an.

	Batterie	Wärmepumpe	Wärmespeicher	H2 Speicher	H2 Kompressor	H2 Elektrolyse
Lad	0,955	1	0,95	1	0,98	0,62
Ent	0,955	3,6	0,95	1	1	1
LZ	0,5	1	0,5	1	1	1

Abbildung 9: Wirkungsgrade der Umwandlungsprozesse differenziert nach Ladevorgang (Lad), Entnahme (Ent) und Langzeitspeicherung (LZ). Entnahme aus Wärmepumpe (WP) bezieht sich auf die aus einer Stromeinheit generierbaren Wärmeeinheiten.

## Anhang 2: Mathematisches Modell

Das modellierte Minimierungsproblem bezieht sich auf die annualisierten totalen Vollkosten der Strom- und Wärmebereitstellung abzüglich der Erlöse aus dem Verkauf von Überschussstrommengen  $Q_{ex}$  mit Marktpreis  $P^t$

$$\min_{q,k} TLC_{oE} = \sum_{n=1}^N (CRF^n F^n k^n + \sum_{t=1}^T Wkt(t) C^n q^{n,t}) - \sum_{t=1}^T Wkt(t) P^t Q_{ex} \quad (1)$$

Die Lastdeckung des Verbrauchs von Strom durch Erzeugung ist durch folgende Energiebilanz implementiert

$$\sum_{l=1}^L S^{l,t} - BS^t - HS^t - WPS^t = SV^t + Sx^t. \quad (2)$$

Die Stromerzeugung in allen Stromtechnologien  $L$  deckt nach Abzug des Ladestroms für Batterien  $BS$  und Wasserstoff  $HS$  sowie des Stroms für Wärmepumpen  $WPS$  den Stromverbrauch  $SV^t$  inklusive der Abgabe an das öffentliche Netz  $Sx^t$ .

Die Energiebilanz im Wärmesektor wird durch folgende Gleichung abgebildet

$$\sum_{m=1}^M W^{m,t} + S_{HKW}^t WKZ - WS^t = WV^t, \quad (3)$$

und besagt, dass die Wärmeerzeugung in Wärmetechnologien  $m$  und die gekoppelte Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen mit Wärmekennziffer  $WKZ$ ,  $S_{HKW}^t WKZ$ , nach Abzug des Wärmespeicherbedarfs  $WS^t$  den Wärmeverbrauch  $WV^t$  deckt. Für die Deckung des Wärme- und Strombedarfs lassen sich der Anlagenbestand  $K_0$  sowie Neubauanlagen  $K$  nutzen, die zusammen die installierte Kapazität  $K_{all}$  darstellen. Die Gesamtkapazität setzt sich aus vorhandenen Kapazitäten und Neuinvestitionen zusammen,

$$K_{all}^n \geq K_0^n + K^n, \quad (4)$$

wobei sich die Gesamtkapazität auf eine Obergrenze beschränken lässt:

$$K_{max}^n \geq K_{all}^n. \quad (5)$$

Die aus der installierten Kapazität nach Abzug der Nichtverfügbarkeit ( $NVer^{n,t}$ ) resultierende verfügbare Erzeugungskapazität begrenzt die Energieerzeugung  $Q^{n,t}$ . Dies ist wie folgt abgebildet:

$$K_{all}^n (1 - NVer^{n,t}) \geq Q^{n,t}. \quad (6)$$

Speicher sind neben Wärmepumpen sowie gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung ein weiteres Element der Sektorkopplung. Die Speichervorgänge berücksichtigen die energetische Speicherkapazitäten, die maximale Ladegeschwindigkeit sowie die Verluste aus den kurzfristigen und saisonalen Speichervorgängen. Der zentrale Zusammenhang für die zeitliche Entwicklung der Speicherstände ist wie folgt modelliert:

$$Q_{Lad}^1 = (Q_{Lad}^T + QS^T \eta_{Lad} - Q^T / \eta_{Ent}) \eta_{LZ},$$

$$Q_{Lad}^{t>1} = Q_{Lad}^1 + \sum_{tt<t} (QS^{tt} \eta_{Lad} - Q^{tt} / \eta_{Ent}). \quad (7)$$

Das Ladeniveau  $Q_{Lad}^t$  entspricht demnach im ersten Zeitschritt  $t = 1$  dem um die Langzeitspeichereffizienz  $\eta_{LZ}$  angepassten Ladeniveau nach dem letzten Zeitschritt  $T$ . Für die folgenden Zeitschritte  $t > 1$  wird der Ladezustand der ersten Periode um die Bilanzen der periodischen Energiespeicherungen ( $QS^{tt}$ ) und -entnahmen ( $-Q^{tt}$ ) der folgenden Zeitschritte aktualisiert. Dabei werden Speichervorge durch den Ladeeffizienz  $\eta_{Lad}$  angepasst, während sich entnommene Speicherenergie mit dem Entnahmeverlustfaktor  $\eta_{Ent}$  in der Speicherbilanz widerspiegelt.

$$Q_{Lad}^t \geq Q^t / \eta_{Ent} \quad (8)$$

stellt sicher, dass die effektive Entnahme  $Q^t / \eta_{Ent}$  zu keinem Zeitpunkt grösser als der Ladezustand ist.

$$K^S \geq Q_{Lad}^t, \quad (9)$$

beschränkt die Speicherung von Energie auf die installierte Speicherkapazität  $K^S$ , und durch

$$K^{SS} \geq QS^{S,t} \quad (10)$$

wird die Ladeleistung auf die Stärke der bestehenden Speicherschnittstelle  $K^{SS}$  begrenzt.