

Bayerische Stromversorgung im Jahr 2022

Kurzstudie im Auftrag der SPD Bayern
Stand: Februar 2012

Bearbeiter:

Prof. Dr. rer.nat. Thomas Hamacher

Dipl.-Ing. oec. Philipp Ahlhaus

Dipl.-Ing. Christian Kandler

Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Tel.Nr.: 089 – 289 - 28301

Fax: 089 - 289 - 28313

E-Mail: ife@tum.de

Arcisstraße 21, 80333 München

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage.....	3
1.1 Allgemeine energiepolitische Rahmenbedingungen	3
1.2 Die besondere Situation in Bayern.....	3
1.3 Vorgehensweise	4
1.4 Fragestellung.....	5
2. Grenzen der Kurzstudie.....	5
3. Methodik	6
3.1 Entwicklung der Stromnachfrage.....	6
3.2 Wandlungs- und Kraftwerkstechnologien	7
3.3 Überblick KWK-Technologie	10
3.4 Analyse der Potentiale Erneuerbarer Energien in Bayern	10
3.4.1 Solarpotential.....	10
3.4.2 Windpotential.....	11
3.4.3 Wasserkraftpotential	13
3.4.4 Geothermiepotential	13
3.4.5 Biomassepotential	14
3.4.6 Pumpspeicherpotential.....	15
3.5 Das lineare Optimierungsmodell URBS-Bayern.....	15
3.6 Im- und Export, Windstrom aus Norddeutschland	17
3.7 Szenariendefinition	17
4. Ergebnisse der Modellrechnungen	19
4.1 Die Basisszenarien B1	21
4.2 Das Szenario B5.....	27
5. Schlussfolgerungen und Ausblick.....	31
5.1 Neuer Aufbruch in der Raumplanung.....	31
5.2 Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage	32
5.3 Verbünde schaffen	33
5.4 Systemförderung: Entwicklung neuer Marktmechanismen	34
5.5 Energieforschung ernst nehmen	34
5.6 Fazit.....	35
6. Literatur	36
7. Abkürzungsverzeichnis	37
8. Abbildungsverzeichnis	39
9. Datenanhang	40

1. Ausgangslage

1.1 Allgemeine energiepolitische Rahmenbedingungen

Mit dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes wurde am 30. Juni 2011 im Deutschen Bundestag der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahre 2022 beschlossen. Von den insgesamt 620 Abgeordneten stimmten 513 für die Annahme des Gesetzes. Mit der Abstimmung ist eine lange Debatte über die Nutzung der Kernenergie in Deutschland zu einem vorläufigen Ende gekommen. Die langfristigen Ziele hatten sich dabei in den letzten Jahren immer stärker angeglichen. Es gab aber über die Nutzung der Kernenergie als Brückentechnologie erheblichen Dissens. Dieser Dissens ist durch die jüngsten Beschlüsse beseitigt. Damit ist ein energiepolitischer Konsens möglich. Energiepolitik muss langfristig angelegt sein, da die Investitionen in der Energiewirtschaft nur bei langen Lebensdauern wirtschaftlich attraktiv sind.

Energiepolitik befindet sich in einem komplexen Spannungsfeld:

- 1) Private und industrielle Verbraucher sind an kalkulierbaren und stabilen Preisen interessiert. Für die energieintensive Industrie ist der absolute Energiepreis ein wichtiger Standortfaktor. Für die privaten Verbraucher sind in den letzten Jahren durch steigende Energiepreise erhebliche Mehrbelastungen entstanden, was durchaus soziale Probleme aufwirft.
- 2) Energieimporte führen zu erheblichen wirtschaftlichen und politischen Abhängigkeiten. In Zukunft werden vermehrt Öl- und insbesondere Gasimporte aus Russland erwartet.
- 3) Die vom Menschen verursachte Klimaveränderung kann nur durch drastische Reduktionen der Treibhausgasemissionen aufgehalten werden.

Die Energiepolitik sucht seit vielen Jahren nach einer adäquaten Antwort auf diese Herausforderungen. Dabei wurden viele verschiedene Maßnahmen und Werkzeuge entwickelt und eingesetzt. Die Förderung Erneuerbarer Energien durch das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), die Förderung von KWK-Strom (Kraft-Wärme-Kopplung), die Besteuerung von Energie durch Strom- und Mineralölsteuer, die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, der Emissionshandel usw. sind nur einige prominente Beispiele.

1.2 Die besondere Situation in Bayern

Bayern war noch nach dem zweiten Weltkrieg ein durch Landwirtschaft geprägtes Bundesland. Das BIP pro Kopf lag noch Anfang der siebziger Jahre unter dem Durchschnitt in Westdeutschland, heute liegt es über dem Durchschnitt der alten Bundesländer. Diese Entwicklung war auch eine Folge einer konsequenten bayerischen Energiepolitik. Durch den starken Ausbau der

Kernenergie und die Ansiedlung von Raffinerien in Ingolstadt wurde Bayern unabhängig von „energiereichen“ Bundesländern wie z. B. Nordrhein-Westfalen.

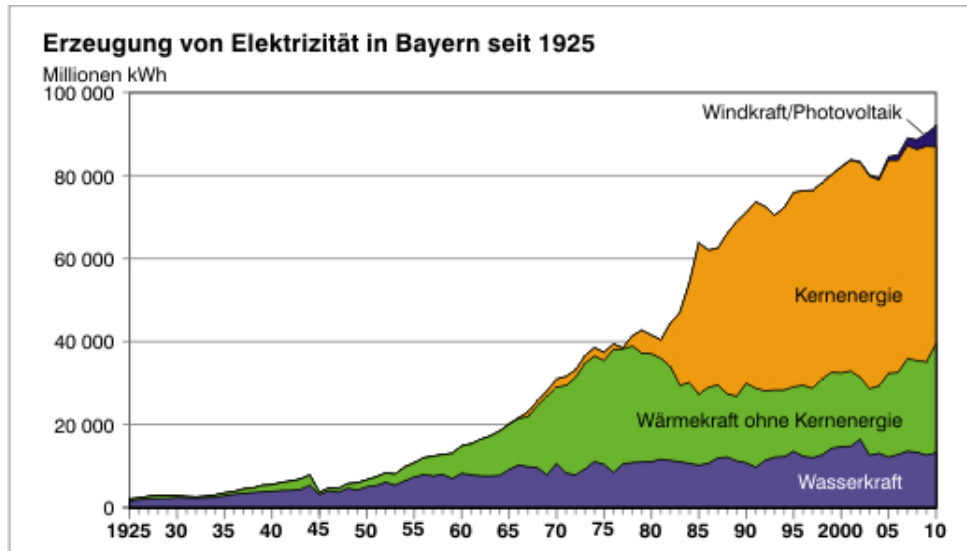


Abbildung 1: Stromerzeugung Bayern seit 1925 (Statistisches Landesamt Bayern)

Der Ausstieg aus der Kernenergie trifft Bayern deswegen besonders stark, da die Kernenergie hier in den letzten Jahren stets deutlich über 50 % zur Stromerzeugung beigetragen hat. Als Folge davon waren die spezifischen CO₂-Emissionen im Strombereich im Vergleich zu anderen Bundesländern niedrig.

1.3 Vorgehensweise

Im Rahmen dieser Studie wird mittels hoher zeitlicher Auflösung (Stundenauflösung) das Zusammenspiel zwischen einem zunehmend flexiblen Energiedargebot mit einer zunehmend flexibleren Nachfrage simuliert. Dabei wird die Gesamtregion Bayern betrachtet, die in 15 spezifische Teilregionen unterteilt wird. Diese setzen sich dabei aus angrenzenden Landkreisen zusammen und sind mit den zugehörigen Wetter- und Verbrauchsdaten hinterlegt. Außerdem wird die bestehende Infrastruktur (Kraftwerke, Speicher) regions-scharf abgebildet, wobei in allen Teilregionen die Modellierung des Kraftwerk-parks auf aggregierter Ebene erfolgt. Dies bedeutet, dass jeweils alle Kraftwerke eines Typs zu einem großen Kraftwerk mit entsprechenden Parametersätzen zusammengefasst werden. Ein aggregiertes Kraftwerk wird dabei unter anderem über die installierte Leistung und den Wirkungsgrad der Energiewandlung charakterisiert. Die Optimierung des Gesamtsystems erfolgt anschließend nach Kostengesichtspunkten der Gesamtwirtschaft. Zur Formulierung des Optimierungsproblems wird die Software GAMS genutzt, zur Lösung wird der Solver CPLEX eingesetzt.

1.4 Fragestellung

Wie kann in Bayern auf die Nutzung der Kernenergie ab dem Jahre 2022 verzichtet werden, ohne dabei

- die Wettbewerbsfähigkeit der bayerischen Industrie zu gefährden?
- mit hohen Energiepreisen sozial schwächere Haushalte zu belasten?
- die Versorgungssicherheit zu gefährden?
- den Klimaschutz zu vergessen?

Welchen Anteil darf oder muss Erdgas bei der Lösung spielen?

Wie kann eine Strategie mit Erdgas als Behelfslösung aussehen, die Bayern nicht länger an die Nutzung von Erdgas bindet als Klimaschutz und Versorgungssicherheit gestatten?

2. Grenzen der Kurzstudie

Diese Studie ist keine umfassende Analyse der zukünftigen bayerischen Energiewirtschaft, sondern wirft ein Schlaglicht auf die Stromversorgung im Jahr 2022. Im Jahre 2022 wird das letzte bayerische Kernkraftwerk abgeschaltet. Wie können die Eckpfeiler der Stromversorgung aussehen und welchen Anteil können die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und Sonnenenergie dabei spielen. Die eingesetzte Methode versucht den Zeit- und Raumbezug eines Energiesystems mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien herauszustellen.

Die Studie liefert keine Prognose der wahrscheinlichsten Entwicklung, sondern soll in erster Linie Probleme und Herausforderungen benennen, die auf alle Fälle in den nächsten Jahren angegangen werden müssen.

Bayern wird dabei als Insel betrachtet, die aus der Außenwelt einen gewissen Teil an Strom importieren kann. Der Festlegung des Importpreises auf 100 €/MWh ist eine künstliche Annahme und müsste in späteren Verfeinerungen durch die Ankopplung an ein europäisches Strommodell erweitert werden.

3. Methodik

3.1 Entwicklung der Stromnachfrage

In der Studie wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2022 die Stromnachfrage in Bayern konstant auf dem Wert des Jahres 2009 bleibt. Der Trend der letzten Jahre entspricht dieser Erwartung nicht. Im Zeitraum von 2003 bis 2009 hat der Stromverbrauch um 10 % zugenommen und dies trotz der Wirtschaftskrise 2009, die einen kurzfristigen Rückgang in Bezug auf das Vorjahr verursacht hat.

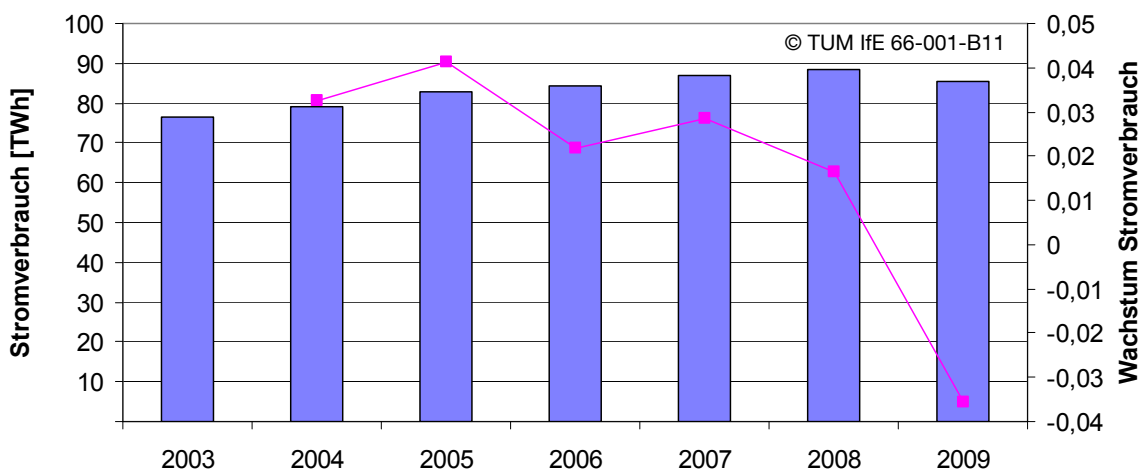


Abbildung 2: Entwicklung der Stromnachfrage in Bayern (Statistisches Landesamt Bayern)

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass Strom als Energieträger in den letzten Jahrzehnten immer mehr an Bedeutung gewonnen hat. Während der Konsum von Strom steigt, bleibt der Konsum von Primärenergie konstant oder sinkt sogar leicht.

Neben den klassischen Anwendungen von Strom in Industrie, Haushalten und Verkehr kann der Strom in den nächsten Jahren auch stärker in neue Bereiche vordringen. Als prominentestes Beispiel soll hier auf die Elektromobilität verwiesen werden.

3.2 Wandlungs- und Kraftwerkstechnologien

In der Studie kommt es zu einer starken Vereinfachung der Stromerzeugungstechnologien.

Die wichtigsten Eigenschaften für das Zieljahr 2022 sind in den Tabellen 1 bis 3 zusammengefasst. Als Datenquelle für die spezifischen Investitionskosten wurde die Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, 2010) herangezogen. Lebensdauern und Wirkungsgrade der diversen Kraftwerkstypen wurden entsprechend angepasst.

Die Möglichkeit der CO₂-Abtrennung und –Speicherung (CCS) wird nicht weiter betrachtet.

Tabelle 1: Spezifische Daten zu Kraftwerksinvestitionen im Jahr 2022

Technologie	Spezifische Investitionen [€/MW]	Lebensdauer [a]	Brennstoff	Wirkungsgrad [%]	Kosten für Brennstoff incl. CO₂ [€/MWh _{el}]
Kohlekraftwerk	1300	20	Kohle/Schweröl	45	95,69
Gasturbinenkraftwerke	350	20	Gas/Öl (leicht)	35	120,69
GuD-Kombikraftwerke	700	20	Gas/Öl (leicht)	60	66,4
PV	1161,2	20	-	100	0
Wind on-shore	1020	20	-	100	0
Wind off-shore	2040	20	-	100	0
Biomasse	3328,2	20	Fest/Gas	38	14,74
Geothermie	14580	30	-	100	0
Wasser	3005,2	30	-	100	0

Quelle: (BMU, 2010)

Für das Basisjahr 2010 entstammen die Kennzahlen ebenfalls der BMU Leitstudie (BMU, 2010) bzw. spezifischen Anpassungen.

Tabelle 2: Spezifische Daten zu Kraftwerksinvestitionen 2010

Technologie	Spezifische Investitionen [€/MW]	Lebensdauer [a]	Brennstoff	Wirkungsgrad [%]	Kosten für Brennstoff incl. CO₂ [€/MWh _e]
Kohlekraftwerk	1300	20	Kohle/ Schweröl	45	38,336
Gasturbinen- kraftwerke	350	20	Gas/Öl (leicht)	35	81,413
GuD- Kombikraftwerke	750	20	Gas/Öl (leicht)	60	43,433
PV	2000	20	-	100	0
Wind on-shore	1320	20	-	100	0
Wind off-shore	3300	20	-	100	0
Biomasse	3408	20	Fest/Gas	38	13,158
Geothermie	12350	30	-	100	0
Wasser	2780	30	-	100	0

Quelle: (BMU, 2010)

Tabelle 3: Spezifische Verfügbarkeiten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien

Technologie	Ungeplante Nicht-Verfügbarkeit
Braunkohlekraftwerke	3,2%
Steinkohlekraftwerke	3,8%
Gas-GuD-Kraftwerke	1,8%
Gas-Kond.-Kraftwerke	1,8%
Gasturbinene	3%
Speicher	0%

Quelle: (dena, 2005)

Daraus ergeben sich die in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellten Stromgestehungskosten, wobei von einer linearen Abschreibung über die gesamte Lebensdauer und einem Zinssatz in Höhe von 6% ausgegangen wurde. Die sonstigen jährlichen Kosten der einzelnen Kraftwerkstechnologien bewegen sich im Bereich zwischen 2-5% der Investitionskosten.

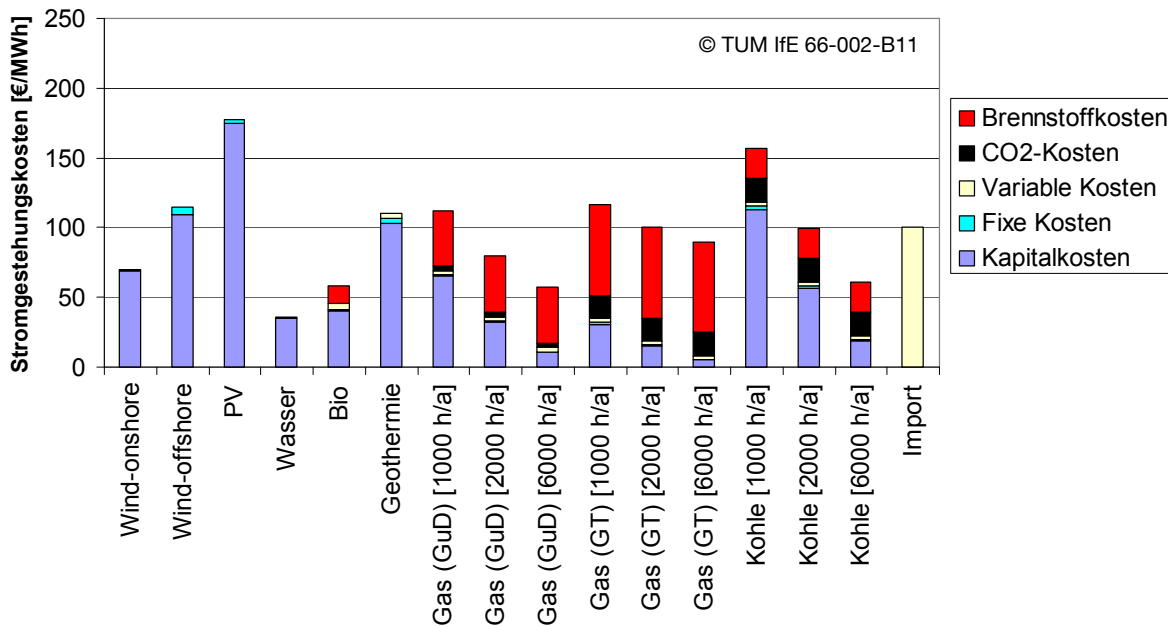


Abbildung 3: Stromgestehungskosten im Jahr 2010

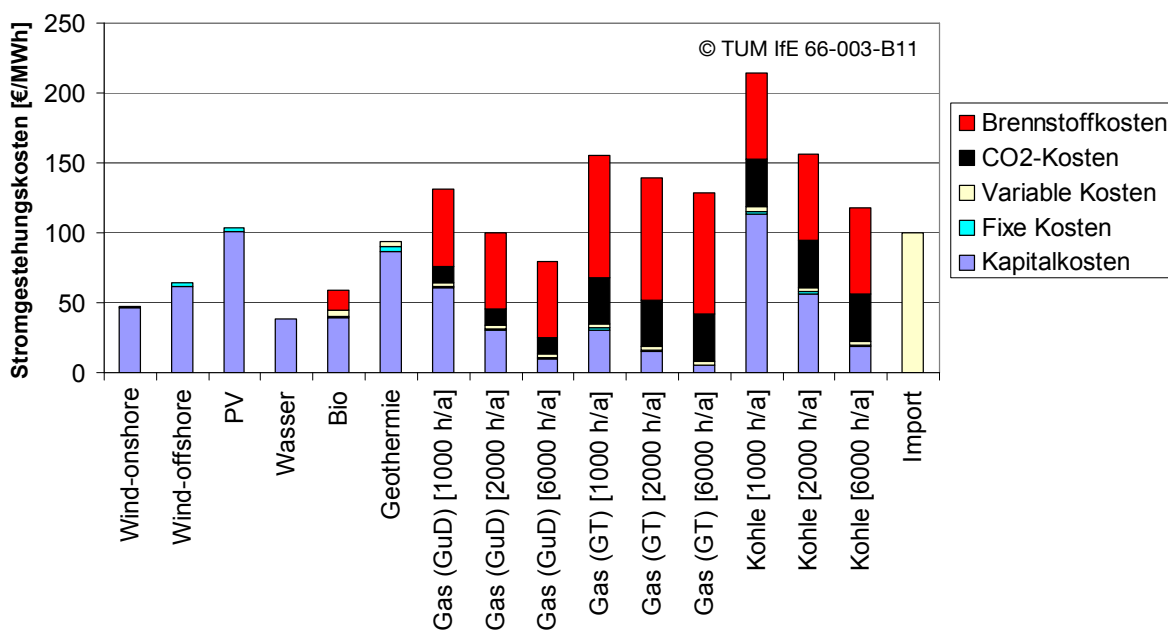


Abbildung 4: Stromgestehungskosten im Jahr 2022

3.3 Überblick KWK-Technologie

Neue Gaskraftwerke können Kernkraftwerke ersetzen. Dabei ist eine wichtige Frage, wie die Gaskraftwerke aussehen sollen und wie sie eingesetzt werden sollen. Die beiden wesentlichen Alternativen bestehen darin, Strom und Wärme entweder getrennt in effizienten GuD-Anlagen und Brennwertkesseln oder gekoppelt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu erzeugen.

Im direkten Vergleich schneidet die KWK nur unwesentlich besser ab, wie an einer kleinen Modellrechnung erläutert werden soll.

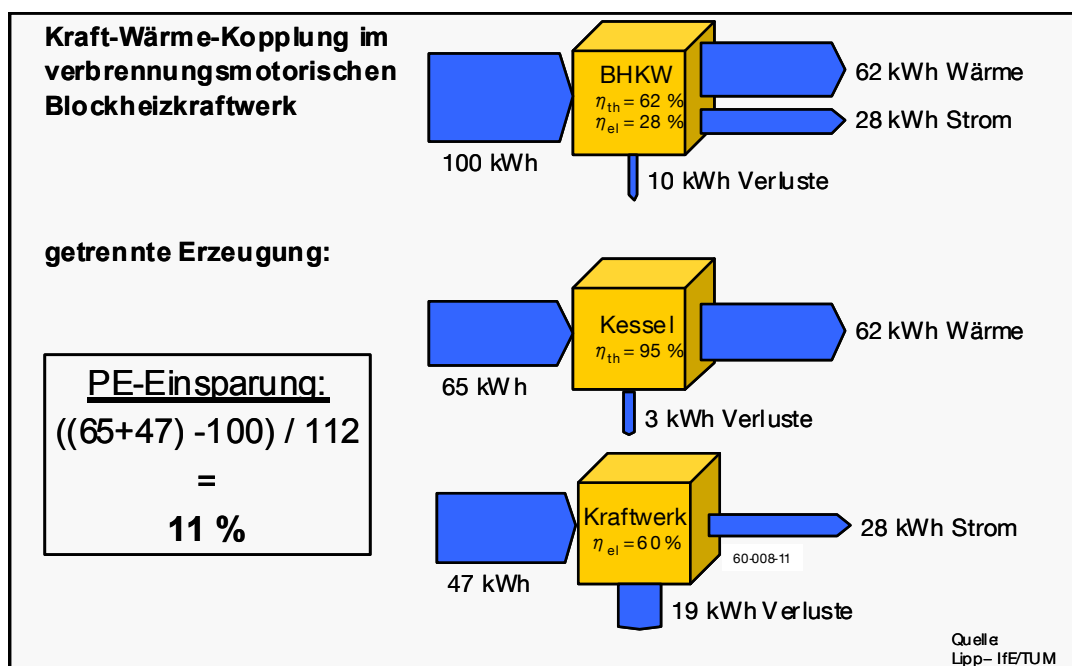


Abbildung 5: Vorteile Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Vergleich zur getrennten Erzeugung

3.4 Analyse der Potentiale Erneuerbarer Energien in Bayern

Die Potentiale Erneuerbarer Energien ergeben sich aus dem erneuerbaren Energiedargebot, wie dem Angebot an Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit, und der Verfügbarkeit von Raum zur Erstellung von Wandlungsanlagen. Insgesamt verfügt der Freistaat Bayern über eine Fläche von 70551,57 km².

3.4.1 Solarpotential

Photovoltaikanlagen können auf Gebäuden – Dächern oder Fassaden – und auf Freiflächen montiert werden. Wenn man die Ergebnisse von Studien für Deutschland auf Bayern bezieht

dann ergeben sich Flächenpotentiale zwischen 200 km² und 1.000 km² (Kaltschmitt, 1993), (BMU, 1999), (Quaschnig, 2000). Damit können Stromerträge zwischen 30 TWh und 130 TWh erbracht werden, wenn auch Freiflächen genutzt werden. Erträge auf Dächern und Fassaden liegen deutlich darunter. Deswegen wird ein massiver Ausbau der PV auch den weiteren Ausbau von Anlagen auf Freiflächen bedeuten.

Mit einer kleinen Abschätzung soll das Solarpotential verdeutlicht werden. Unterstellen wir, jedem der 12,546 Millionen bayerischen Bürger stünden 10 m² Dachfläche zur Verfügung. Von jeder Dachfläche wäre ein Drittel für die Aufstellung einer Solaranlage geeignet und bei jeder Solaranlage wäre die aktive Fläche 70 % der Gesamtfläche. Die Solarstrahlung würde 1.000 kWh/(m² a) betragen. Die PV-Anlage hätte einen Wirkungsgrad von 15 %. Dann könnten auf dieser Fläche 4,3 TWh/a Strom erzeugt werden. In den Szenarien wird maximal eine Energiemenge von 20 TWh in Bayern aus Photovoltaik erzeugt. Für jeden Bürger müssen also PV-Module mit einer Gesamtfläche von etwa 15 m² aufgestellt werden.

3.4.2 Windpotential

Windenergie spielt in Bayern heute mit einer installierten Leistung von 500 MW nur eine untergeordnete Rolle. Trotz der vergleichsweise geringen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten bietet die Forcierung der Nutzung von Windenergie auch in Bayern Potentiale in relevanten Dimensionen. Mit zunehmender Höhe steigen durchschnittliche Windgeschwindigkeiten und somit auch die Erträge von Windenergieanlagen (WEA), sodass diese Form der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung auch in Bayern mithilfe höherer WEA nutzbar ist.

An dieser Stelle soll keine detaillierte Analyse des Windpotentials in konventioneller Weise durchgeführt werden, sondern es soll gezeigt werden, wo in Bayern Windstandorte zu finden sind, die im Jahresmittel eine Windgeschwindigkeit oberhalb von ca. 5 m/s bieten und damit einen Ertrag von ca. 1.900 Volllaststunden pro Jahr versprechen. Diese Ausnutzungsdauer soll hier als Grenze einer wirtschaftlich sinnvollen Windenergienutzung unterstellt werden. In den Abbildungen sind die Windgeschwindigkeiten in 80 und 140 m über Grund gegenübergestellt. In beiden Fällen sind die guten Standorte sehr ungleichmäßig über Bayern verteilt. Abschätzungen über das gesamte Potential an Windenergie in Bayern können in den Studien (BWE, 2011) sowie (Windatlas, 2010) gefunden werden.

In der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass in Bayern bis 2022 Kapazitäten zur Nutzung von Windenergie in Höhe von 5 GW installiert werden können. Dies bedeutet eine Verzehnfachung der heute installierten Kapazitäten und erfordert eine gezielte Förderung durch den Ausweis geeigneter Flächen.

Um die Windturbinen auf die einzelnen Landkreise zu verteilen wurde ein Schlüssel entwickelt, der die Flächen mit guten bzw. sehr guten Windbedingungen für jeden Landkreis berücksichtigt. Dabei wurden keine Ausschlusskriterien berücksichtigt. Die sehr guten Standorte wurden bei der Berechnung des Verteilungsschlüssels doppelt gewichtet (Erklärung siehe Anhang). In Abbildung 6 sind mögliche Standorte in 80 m über Grund (linke Graphik) und in 140 m über Grund (rechte Grafik) dargestellt. Es zeigt sich, dass insbesondere bei hohen Nabelhöhen eine sinnvolle Nutzung der bayerischen Windressourcen möglich ist.

In der Potentialstudie des Bundesverbandes Windenergie (BWE, 2011) wird für Bayern eine mittlere Volllaststundenzahl von 1948 h/a sowie ein Ausnutzungsgrad in Höhe von 5,6 ha/MW angenommen. Bei 1% Flächennutzung wird das Gesamtpotential mit 21 GW angegeben, bei 2% mit 41 GW installierten Kapazitäten angegeben.

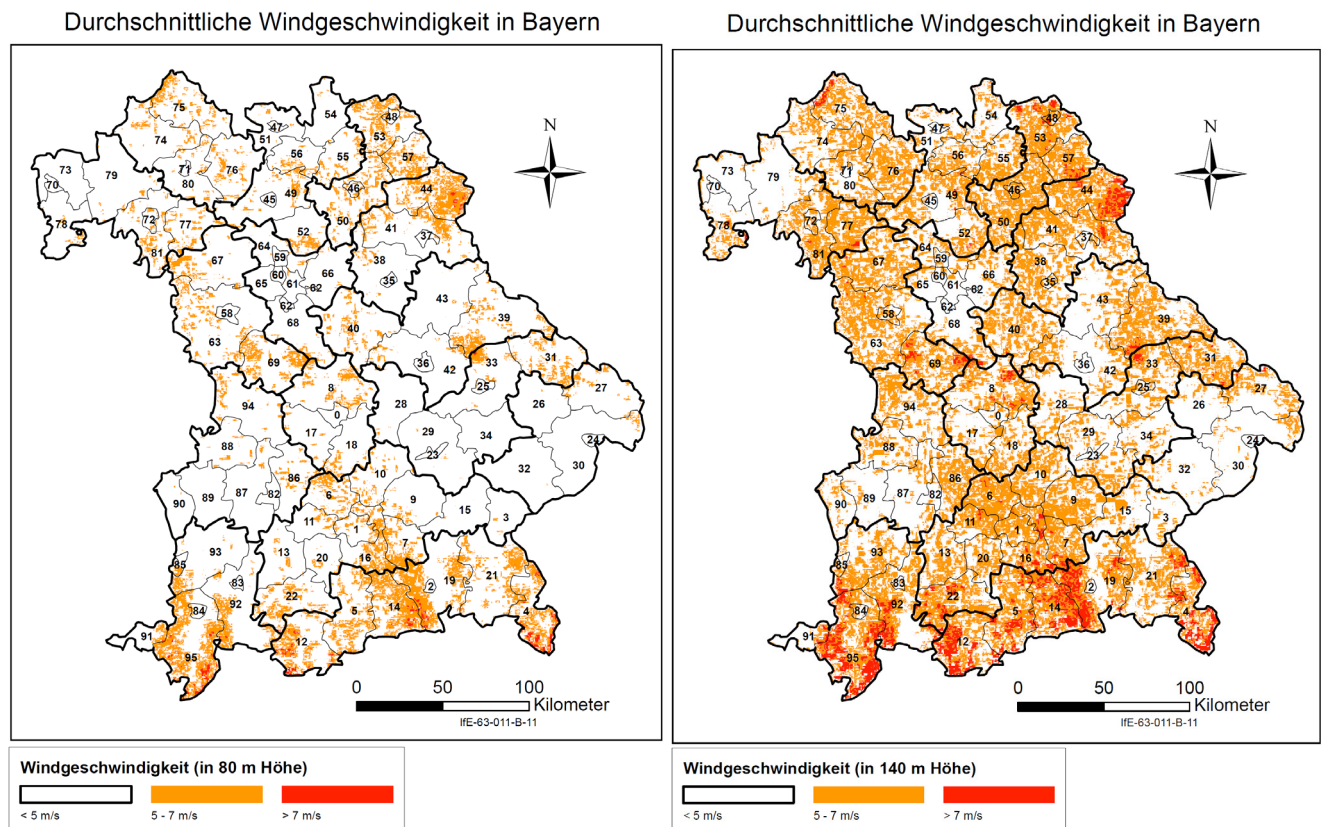


Abbildung 6: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Bayern bei 80 bzw. 140 m Nabelhöhe
 Quelle: (BWE, 2011), (Windatlas, 2010), eigene Darstellung

Tabellen mit Angaben über die Flächen mit guten (5-7 m/s) und sehr guten (>7 m/s) Windbedingungen für jeden Landkreis sind im Anhang zu finden, ebenso der Verteilungsschlüssel und die Anzahl der zu installierenden WEA bei einer durchschnittlichen Nennleistung von 3 MW je WEA.

3.4.3 Wasserkraftpotential

Wasserkraft in Bayern bildet zurzeit den größten Anteil an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wobei etwa 15,2% des bayerischen Stromverbrauchs bzw. 12,6 TWh/a durch Wasserkraftanlagen größer 1MW gedeckt werden (VBEW, 2010). Unter Einbeziehung aller Kleinstwasserkraftanlagen steigt die produzierte Strommenge für das Jahr 2010 laut dem Bayerischen Landesamt für Umwelt sogar auf etwa 13,3 TWh. Die gesamte installierte Anlagenleistung inkl. aller Kleinstwasserkraftanlagen (<1MW) beträgt dabei 2,94 GW, wodurch sich für dieses Jahr bei optimaler Ausnutzung etwa 4.500 Volllaststunden ergeben würden (LFU, 2011). Hinsichtlich des zukünftigen Ausbaupotentials der Wasserkraft infolge von Neubauten, Modernisierungen und Nachrüstungen wird im Rahmen des Modells von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2022 von etwa 14 % ausgegangen (EON, 2009).

3.4.4 Geothermiefpotential

Geothermie – die Nutzung von Erdwärme - stellt eine weitere erneuerbare Energiequelle dar, welche sowohl zur Wärme- als auch Stromerzeugung verwendet werden kann. Mit einer installierten Leistung von rund 6 MWel und einem Anteil von 0,06 % an der Stromerzeugung spielt die Geothermie bisher in der bayerischen Stromwirtschaft keine Rolle. Der Anteil der Geothermie an der Stromerzeugung soll bis zum Jahr 2023 um den Faktor zehn auf etwa 0,6% wachsen (Prognos AG, 2011). Als Modellannahme wird dabei für das Jahr 2022 eine installierte Leistung von etwa 100 MWel unterstellt. Um dieses angestrebte Ziel erreichen zu können, müssen jedoch ausgehend von existierenden Pilotprojekten neben hydrothermalen auch die petrothermale Nutzung von geothermischer Energie verstärkt gefördert und gezielt ausgebaut werden.

3.4.5 Biomassepotential

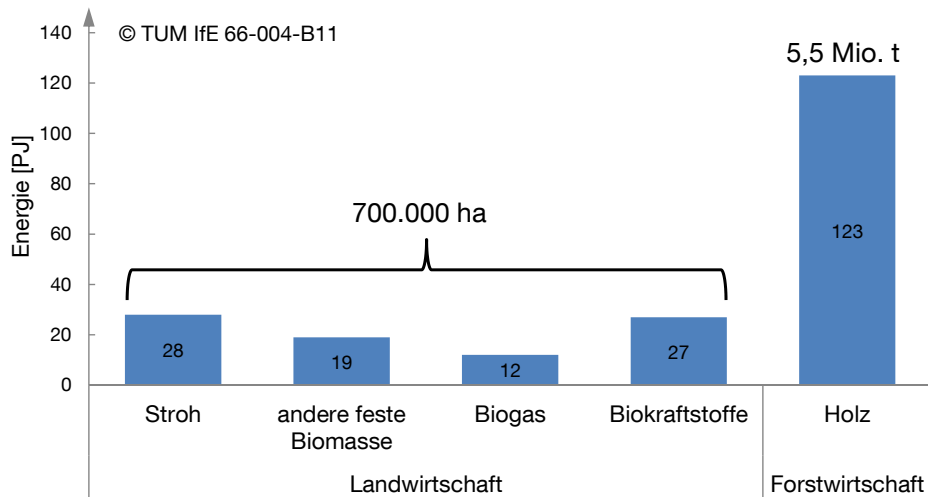


Abbildung 7: Biomassepotential der Land- und Forstwirtschaft

Das theoretisch nutzbare Potential von Biomasse beträgt in Bayern etwa 300 PJ bzw. 15% des Primärenergieverbrauchs 2010. Als technisch nutzbares Potential werden 200 PJ bzw. 10% des PEV (2010) angesehen, davon entfallen 60% auf forstliche Biomasse (Holz) und 40% auf Biomasse aus landwirtschaftlichen Flächen. Dies entspricht einer Fläche von 700.000 ha bzw. 30% der gesamten bayerischen Ackerfläche (siehe Abbildung 7). Um dieses Potential zu nutzen, müsste die für Bioenergie genutzte Ackerfläche verdreifacht werden (BSfELF, 2009). Laut dem Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft VBEW beträgt die aktuelle Stromerzeugung aus Biomasse 5,6 TWh/a (VBEW, 2010).

Ausgehend vom aktuellen Energiekonzept der bayerischen Staatsregierung und dem Gesamtkonzept für nachwachsende Rohstoffe in Bayern (BSfELF, 2009) wird von einer Steigerung des Anteils am PEV von 6% (2010) auf 8% (2022) ausgegangen, woraus bei ähnlicher Fahrweise eine Zunahme der derzeit installierten Anlagenleistungen (~1,03 GW) um 33% auf 1,37 GW angenommen wird. Durch die etwas veränderte Fahrweise der Biomassekraftwerke (~7.000 Volllaststunden) ergeben sich je nach Szenario um bis zu 25% höhere Stromproduktionen im Vergleich zum Energiekonzept der Bayerischen Staatsregierung, welche eine Zunahme auf etwa 8 TWh prognostiziert (BaySt, 2011).

3.4.6 Pumpspeicherpotential

Die derzeitig je nach Region installierten Pumpspeicherkraftwerke sind in Tabelle 4 abgebildet. Des Weiteren wird bis ins Jahr 2022 von einer Verdopplung der Pumpspeicherkapazität auf 6.96 GWh ausgegangen. Dieser Faktor ist anhand zweier konkreter Ausbauprojekte zu belegen, welche zumindest eine Verdopplung bis zu diesem Zeitpunkt rechtfertigen (PSW Riedl/Jochstein bis zu 3600 MWh, PSW Einöden ~ 900 MWh).

Tabelle 4: Installierte Pumpspeicherleistungen und -kapazitäten nach Region

Pumpspeicher (PSW)	Region	installierte Kapazität	installierte Leistung
		[MWh]	[MW]
PSW Langenprozelten	MF_N	960	160
PSW Happurg	UF_S	960	160
PSW Tanzmühle	Op_N	151	25
PSW Reisach	Op_S	590	98
PSW Leitzachwerk I und II	OB_S	558	93
PSW Ruselkraftwerke	NB_SO	234	39
PSW Oberstdorf	SW_S	28	5
Gesamt	BY	3481 MWh	580 MW

3.5 Das lineare Optimierungsmodell URBS-Bayern

Das ursprüngliche Energiemodell URBS wurden am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Zusammenarbeit mit der Universität Augsburg entwickelt. Das Modell, welches in (Heitmann, 2005) näher beschrieben ist, soll in hoher zeitlicher Auflösung das Zusammenspiel zwischen einem zunehmend flexiblen Energiedargebot mit einer zunehmend flexibleren Nachfrage verbinden. Weiterentwicklung und Anpassung des Modells an die geforderten Rahmenbedingungen hin zu URBS Bayern fanden am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technischen Universität München, statt.

Das Modell betrachtet die Gesamtregion Bayern, welche primär in die 7 Regierungsbezirke und später noch detaillierter entsprechend der Windeignungen in 15 Regionen eingeteilt wird. Die zeitliche Auflösung der Modellierung sind Stunden.

Der Stromtransport wird vereinfacht durch ein Transportmodell abgebildet. In einem Transportmodell kann Strom nach ökonomischen Gesichtspunkten von Region A nach Region B transportiert werden. Transportverluste sind bereits in den Verbrauchsdaten hinterlegt, von einer tatsächlichen Betrachtung des physikalischen Lastflusses wird abstrahiert.

In allen Regionen erfolgt die Modellierung des Kraftwerkparcs auf aggregierter Ebene. Dies bedeutet, dass jeweils alle Kraftwerke eines Typs zu einem großen Kraftwerk zusammengefasst

werden. Beispielsweise werden alle Steinkohleblöcke einer Region zu einem großen Kraftwerkprozess mit einem Satz an Parametern zusammengefasst. Ein aggregiertes Kraftwerk wird über die installierte Leistung und den Wirkungsgrad der Energiewandlung charakterisiert. Eine Modellierung weiterer Parameter wie beispielsweise Mindestleistungen, Anfahrkosten und Stillstandzeiten erfolgt nicht.

Die Optimierung erfolgt nach Kostengesichtspunkten. Zur Formulierung des Optimierungsproblems wird die Software GAMS genutzt, zur Lösung wird der Solver CPLEX eingesetzt.

Die Eingangsdaten für die Windkraftanlagen wurden durch den deutschen Wetterdienst für das Jahr 2007 bereitgestellt. Dabei wurde pro Region jeweils ein repräsentativer Standort gewählt.

Nach der Festlegung der Standorte durch die Verfügbarkeit der Winddaten wurden die solaren Einstrahlungsdaten mittels Satellitendaten (HelioClim/SatellLight) an den jeweiligen Standorten ermittelt und ins Modell mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl für Deutschland von 1000 integriert. Alle Eingangswerte haben dabei Stundenauflösung.

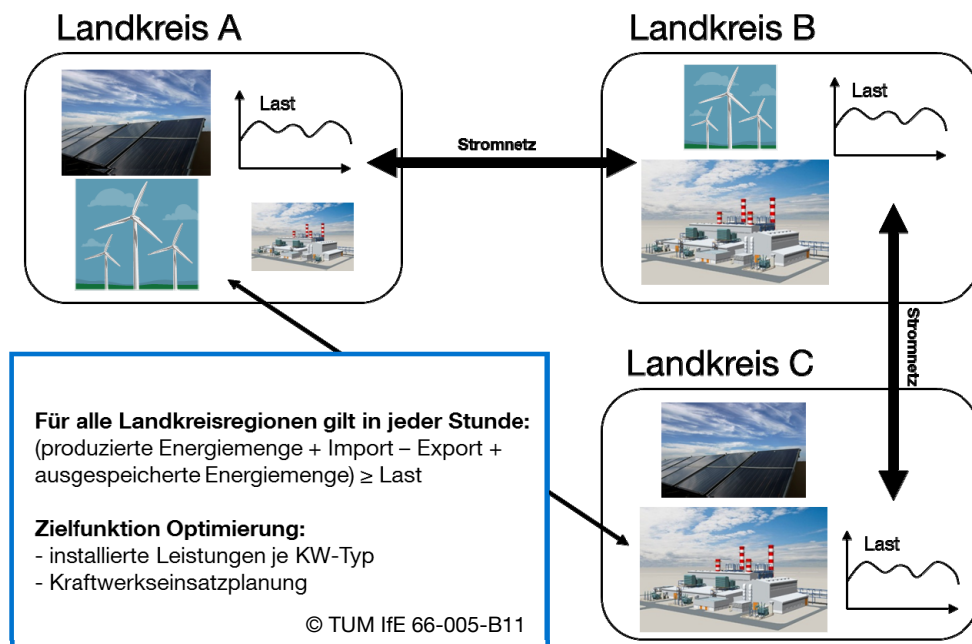


Abbildung 8: Übersicht – lineares Optimierungsmodell URBS Bayern

In unten stehender Abbildung 9 sind die wesentlichen In- und Outputdaten des Modells schematisch dargestellt. Wesentliche Eingangsdaten sind die Zeitreihen für den Verbrauch sowie für die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Zusätzlich werden für jede Region die installierten Leistungen der verschiedenen Kraftwerke und Speicher benötigt. Für alle Regionen werden dann noch technische Parameter der Kraftwerke und Netze sowie die ökonomischen Größen wie beispielsweise die Brennstoff- und CO₂-Preise benötigt.

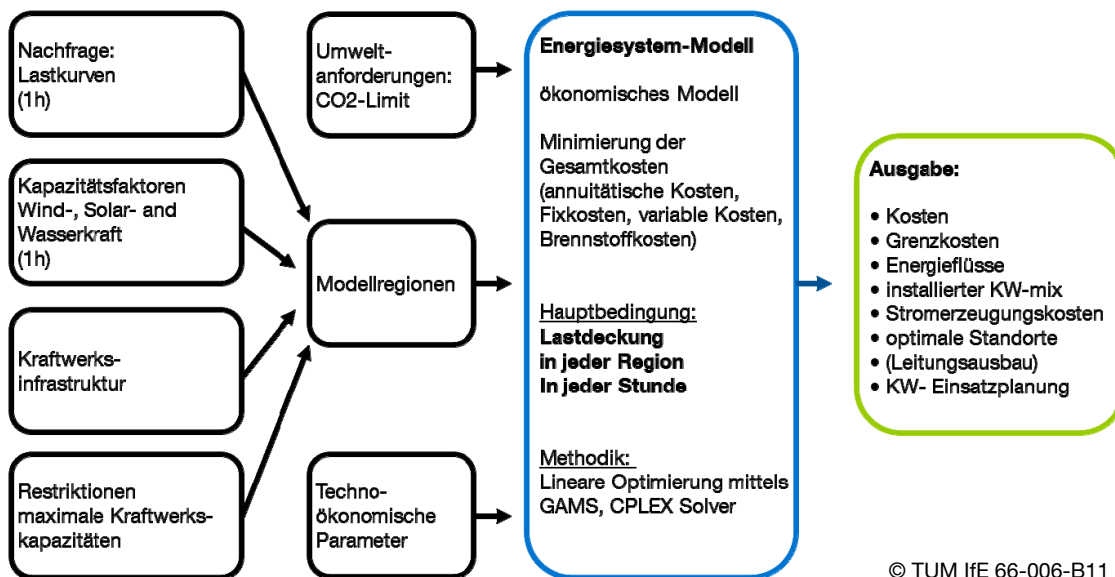


Abbildung 9: Eingangsdaten URBS Bayern

3.6 Im- und Export, Windstrom aus Norddeutschland

Im Modell wird unterstellt, dass Strom nach Bayern importiert werden kann. Dies geschieht zum einen durch eine eigene Importtechnologie. Die maximale Importleistung ist auf 20 % der Maximallast und damit auf 2,55 GW beschränkt. Die Kosten des importierten Stromes werden mit 100 €/MWh angenommen. Diese Annahme ist künstlich und muss in weitergehenden Betrachtungen durch eine Modellierung der Nachbarregionen ersetzt werden.

Um insbesondere einen Offshore-Stromverbund mit Norddeutschland und den Transitländern zu formen, wird in einigen Szenarien der Import von Strom aus Offshore-Windkraftwerken mit einer maximalen Leistung von 5 GW zugelassen. Dabei wird ein Verlust von 5 % für den Transport nach Süddeutschland unterstellt.

3.7 Szenariendefinition

Die Szenarien gehen von den besonderen Gegebenheiten in Bayern aus. Dabei wird insbesondere ein starker Ausbau der Photovoltaik im Zentrum unterstellt. Die Wasserkraft legt noch einmal um 14 % zu und ebenso kommt es zu einem weiteren Ausbau der Biomasse (+33%). Ein grundsätzlicher Unterschied besteht zwischen den Szenarien mit und ohne Offshore Wind. Die Verfügbarkeit von Offshore-Wind setzt eine leistungsfähige Netzanbindung an Nord- oder Ostseeküste voraus und ebenso ein starkes Engagement von bayerischen Unternehmen beim Aufbau der Offshore-Windkapazitäten.

Tabelle 5: Eigenschaften der diversen Szenarien

			Erneuerbare [GW]			therm. KW [GW]		Speicher [GWh]		Nachfrage
	Kernenergie	CO2	PV	Wind-On	Wind-Off	Kohle	Geothermie	PS	andere	Strom
2010 (SQ)	ja	heute	5,08	0,54	0	0.84/1.68	0	3.48	-	100%
B1A	nein	inf	20	5	0	1.68	0.1	3.48	-	100%
B1B	nein	inf	20	5	0	0.84	0.1	3.48	-	100%
B2	nein	inf	20	5	0	-	0.1	3.48	-	100%
B3	nein	inf	20	5	0	-	0.1	6.96	-	100%
B4	nein	inf	20	5	5	-	0.1	3.48	-	100%
B5	nein	inf	20	5	5	-	0.1	6.96	-	100%
B6	nein	inf	inf	5	5	-	0.1	6.96	-	100%
B7	nein	½ heute	inf	5	5	-	0.1	6.96	inf	100%
B8	nein	inf	30	5	0	-	0.1	6.96	-	100%
B10	nein	inf	20	5	0	-	0.1	3.48	-	120%
B11	nein	inf	20	5	0	-	0.1	3.48	-	80%
B12	nein	inf	20	inf	0	-	0.1	3.48	-	120%
B13	nein	inf	20	inf	0	-	0.1	3.48	-	80%
B14A	nein	inf	20	5	5	1.68	0.1	6.96	-	100%
B14B	nein	inf	20	5	5	0.84	0.1	6.96	-	100%

Die unterschiedlichen Werte für die installierte Kapazität der Kohlekraftwerke bezieht sich jeweils auf die Berücksichtigung der Ölkraftwerke (Steinkohle- mit Schweröl-Kraftwerken insgesamt 1.68 GW; Steinkohle-Kraftwerke ohne Schwerölkraftwerke: 0.84 GW)

4. Ergebnisse der Modellrechnungen

Eine Übersicht über die Ergebnisse ist in den Abbildungen 10 bis 12 zu finden.

Als Erstes springt die starke Zunahme an Erzeugungskapazitäten ins Auge. Eine PV-Anlage mit einer Kapazität von 1 kWp erzeugt 900 - 1.000 kWh im Jahr. Ein konventionelles Kern-, Kohle- oder Gaskraftwerk kann bei gleicher nomineller Leistung 6.000-8.000 kWh pro Jahr produzieren. Dabei variieren die Erträge der Erneuerbaren Energien deutlich.

Ein weiterer Ausbau der Kohle wurde in keinem Szenario zugelassen. Die existierenden Kohlekraftwerke dürfen nur in den Szenarien B1 und B14 (jeweils Versionen A und B) genutzt werden – auch wenn eine deutliche Preissteigerung durch steigende Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikate unterstellt wird. Die unterschiedlichen Versionen der Szenarien B1 bzw. B14 unterscheiden sich insofern, als dass für die jeweilige Version A bestehende Ölkraftwerke wie Kohlekraftwerke behandelt und gefahren werden, da sie ähnliche spezifische CO₂-Emissionen aufweisen. Die Version B hingegen geht von einer kompletten Abschaltung der Ölkraftwerke infolge einer Verknappung des Rohstoffs Öl aus. Die starke Nutzung der Kohle in diesen 4 Szenarien ist mit für den teilweisen Anstieg der CO₂-Emissionen verantwortlich. In allen anderen Szenarien wird auf die weitere Nutzung der existierenden Kohlekraftwerke verzichtet. Dies führt zu einer merklichen Reduktion der CO₂-Emissionen bei steigenden Gesamtkosten.

In den Szenarien B6 und B7 besteht die Möglichkeit zum weiteren Ausbau der Photovoltaik, sie wird aber nicht – wie in den anderen Szenarien - in das Szenario gezwungen. Wie aus den Stromgestehungskosten zu erwarten war, kommt es nicht zu einem Ausbau der Photovoltaik. Der Strom wird hier entweder durch Gaskraftwerke oder zusätzliche Importe gedeckt. Da die Importe nicht mit CO₂-Emissionen belegt sind, wird diese Variante im Fall B7 wegen der starken CO₂-Reduktionsbedingung bevorzugt. Die Quelle des importierten Stromes ist hier offen gelassen.

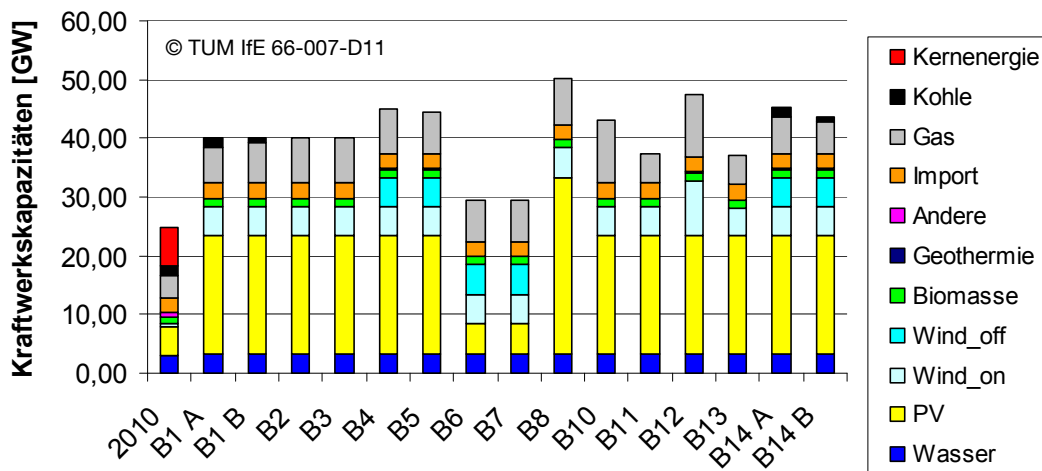


Abbildung 10: Kraftwerkskapazitäten der einzelnen Szenarien

Die Nutzung von Erdgas nimmt in allen Szenarien erheblich zu. Heute werden in Bayern etwa 100 TWh Gas insbesondere im Wärmesektor verbraucht. Durch die vermehrte Nutzung im Strombereich müssen etwa 25 TWh Gas mehr importiert werden. Szenario B8 zeigt die Grenzen einen sinnvollen Ausbaus der PV, wenn keine neuen Speicher oder Flexibilisierungsmaßnahmen implementiert sind. In Szenario B8 wird ein Ausbau der Photovoltaik auf 30 GW unterstellt. Dieser Ausbau würde zu deutlichen Überproduktionen, aber kaum merklichen Reduktionen der CO₂-Emissionen führen.

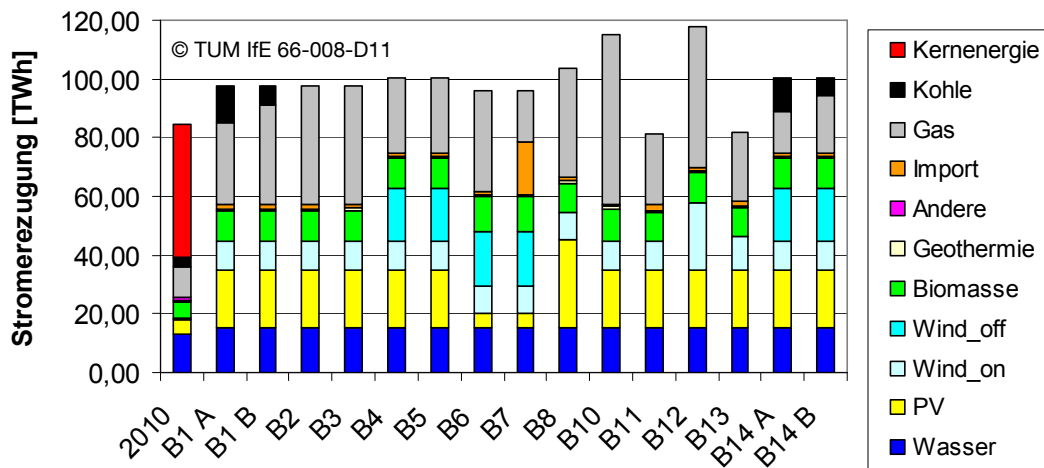


Abbildung 11: Stromproduktion in den einzelnen Szenarien

Die Szenarien B4 bis B7 und B14 zeigen, welche Vorteile die Nutzung von Offshore-Windkapazitäten für Bayern bieten würde. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion erreicht dann über 70 % und die CO₂-Emissionen sinken deutlich. In den Szenarien B10 bis B13 wird die Nachfrage variiert. In B10 bzw. B12 wächst die Nachfrage um 20 % und in B11 bzw. B13 nimmt sie um 20 % ab. Die Szenarien B14 A und B spiegeln das Szenario B5 inklusive Integration der Kohlekraftwerke (mit oder ohne Schweröl-Kraftwerksanteil) dar.

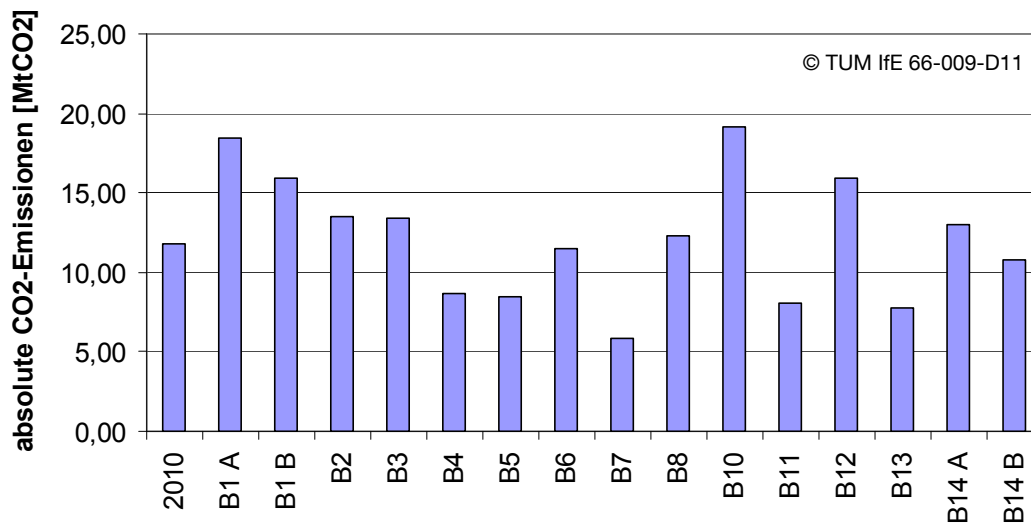


Abbildung 12: Die jährlichen CO₂-Emissionen der einzelnen Szenarien

Die Szenarien B1 A und B5 werden im Folgenden noch genauer dargestellt.

4.1 Die Basisszenarien B1

Im Basisszenario wächst der Anteil der Erneuerbaren Stromerzeugung von heute 28 % auf etwa 57 % im Jahr 2022. Die klassischen bayerischen Erneuerbaren Energien Wasserkraft und Biomasse tragen davon etwa die Hälfte bei, während die andere Hälfte durch Wind und PV erzeugt wird.

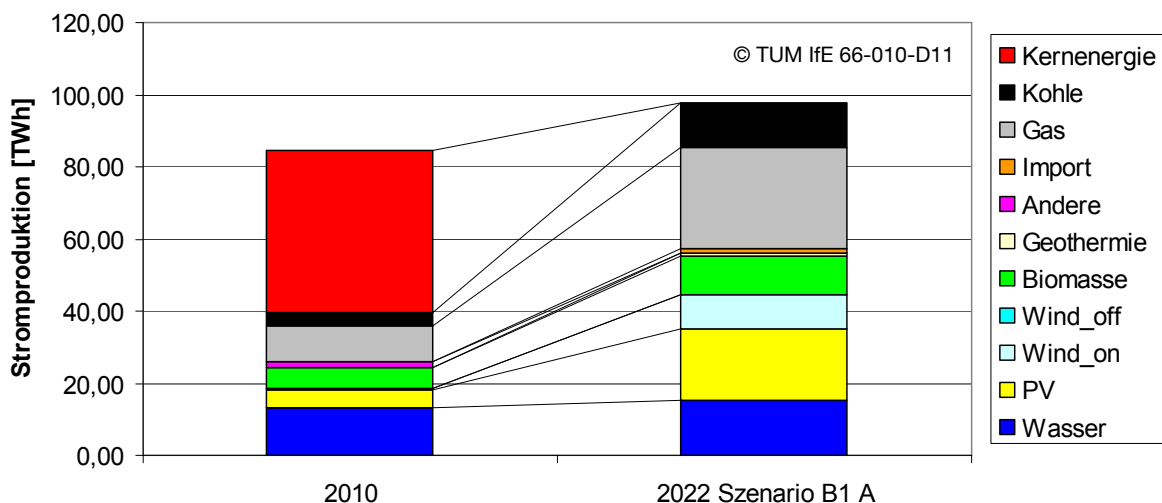


Abbildung 13: Stromerzeugung im Szenario B1 A

Der Ausbau der Photovoltaik auf 20 GW führt in vielen Stunden zu einer deutlichen Überproduktion an Strom. Die Maximallast beträgt nur etwa 12 GW. Dies wird besonders deutlich an der Darstellung der sogenannten Residuallast. Die Residuallast ist die Differenz aus Stromnachfrage und Dargebot aus Wind-, Sonnen- und Wasserkraftstrom gemeint. Es ist also die Last, die noch von den konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss. Abbildung 14 zeigt die Residuallast des Szenarios B1 A, wobei es in fast tausend Stunden des Jahres zu teilweise erheblichen Überschüssen in der Stromproduktion kommt.

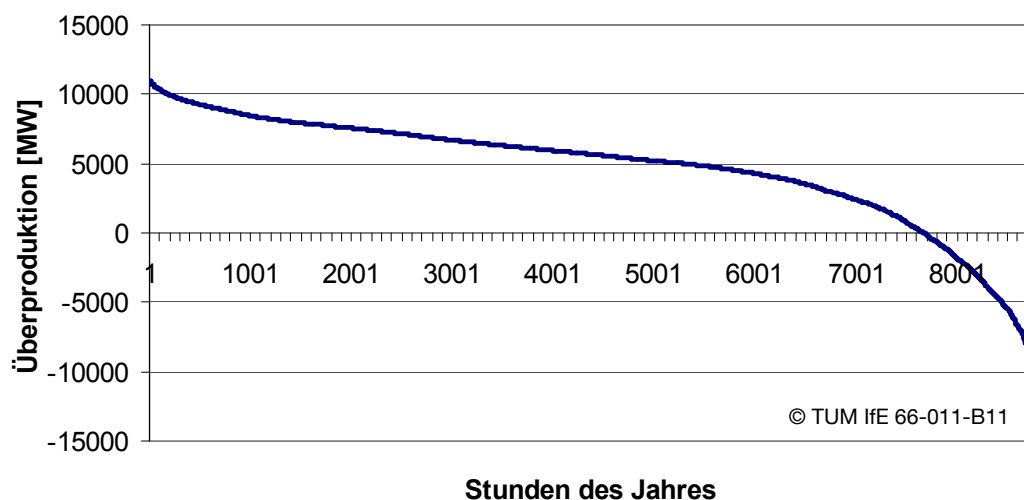


Abbildung 14: Residuallast des Szenarios B1 A

Die Erträge der Erneuerbaren Energie sind sehr stark saisonal abhängig. Die Photovoltaik liefert in den Sommermonaten den meisten Strom, der Wind in den Wintermonaten. Auch die Wasserkraft zeigt eine saisonale Abhängigkeit, die von den Niederschlagsmengen und Ereignissen wie der Schneeschmelze abhängt. Abbildung 15 zeigt die monatliche Stromproduktion für das Szenario B1 A. Man kann sehr gut die saisonale Variation der Solarenergie erkennen. Die Saisonalität der Windenergie ist in Bayern nicht ganz so stark ausgeprägt. Die konventionellen Kraftwerke müssen diese Saisonalität ausgleichen. Dies geschieht hier insbesondere durch die Gaskraftwerke. Der saisonale Betrieb der Gaskraftwerke erinnert an die Heizlast. Damit haben einige Kraftwerke, wie aus der Jahresdauerlinie zu erwarten, nur wenige Volllaststunden. Die Ausnutzung könnte aber durch die Auskopplung von Wärme verbessert werden.

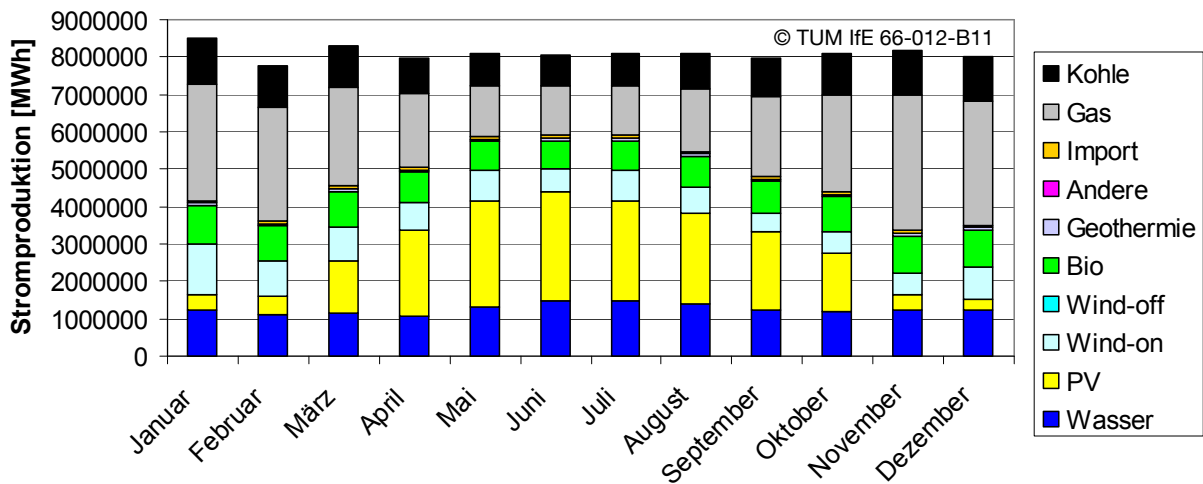


Abbildung 15: Monatliche Stromerzeugung im Szenario B1 A

Ein Blick auf drei zufällig ausgesuchte Tage zeigt, dass insbesondere von den konventionellen Kraftwerken deutlich mehr Flexibilität verlangt wird. Dies zeigt sich auch anhand der Leistungsgradienten (siehe Abbildung 19), welche von den konventionellen Kraftwerken gefahren werden müssen.

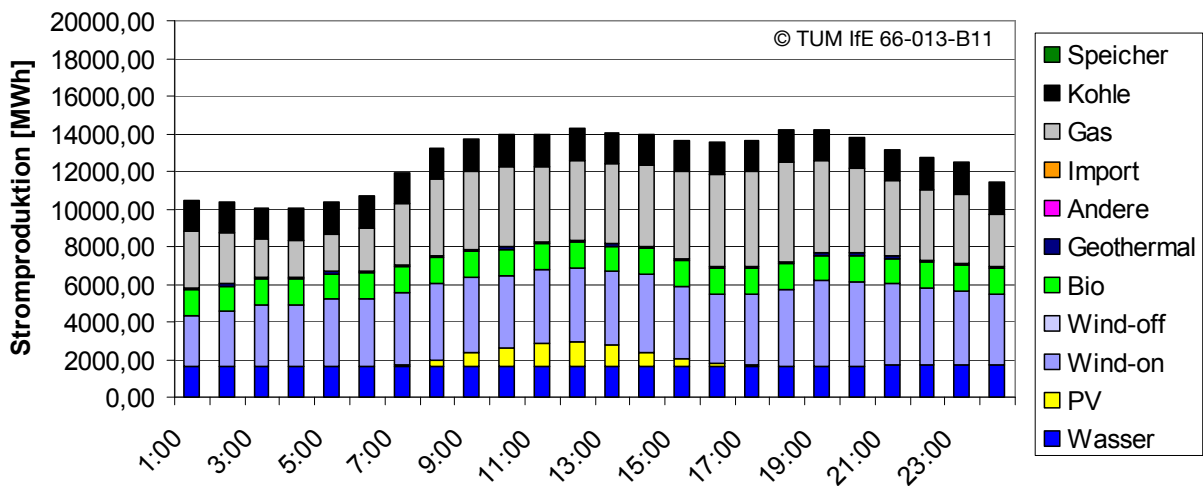


Abbildung 16: Stromerzeugung am 2. Februar im Szenario B1 A

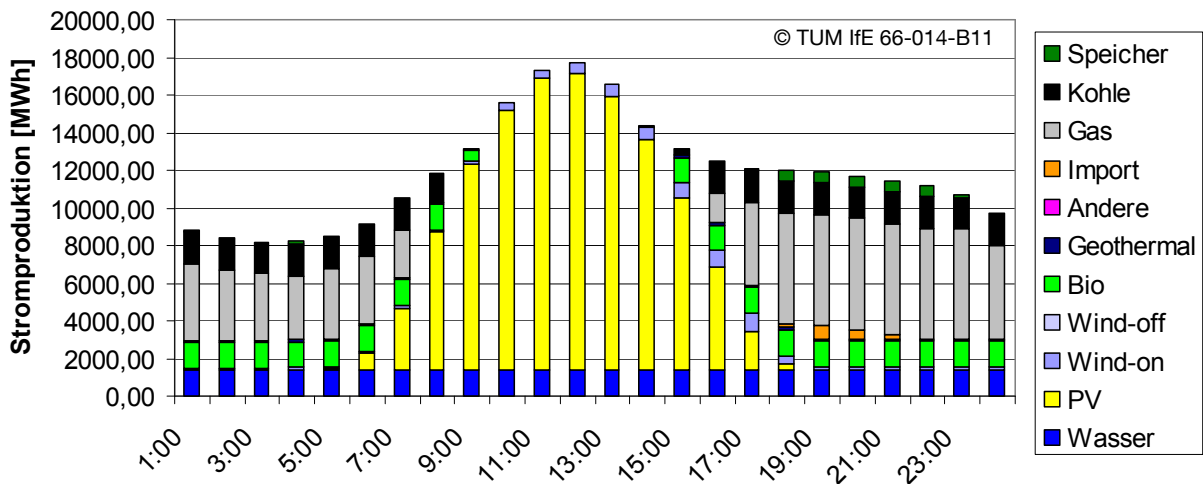


Abbildung 17: Stromerzeugung am 4. April im Szenario B1 A

Die dargestellten Abbildungen zeigen, dass auch an einem Frühlingstag schon erhebliche Mengen an PV-Strom produziert werden können, mehr als zu diesem Zeitpunkt verbraucht wird. Die Überschüsse können dann gespeichert oder exportiert werden. Es ergeben sich aber auch andere Probleme. In einem solchen Zeitpunkt ist kein konventionelles Kraftwerk am Netz. Die klassischen Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung müssen dann auch von den PV-Anlagen verrichtet werden oder konventionelle Kraftwerke müssen am Netz verbleiben. Hier ist eine intensive Entwicklungs- und Forschungsarbeit gefragt. Ebenso muss der PV-Strom aus der Fläche eingesammelt und zu den Verbrauchsschwerpunkten transportiert werden. Dafür müssen insbesondere auch die Verteilnetze deutlich ausgebaut werden.

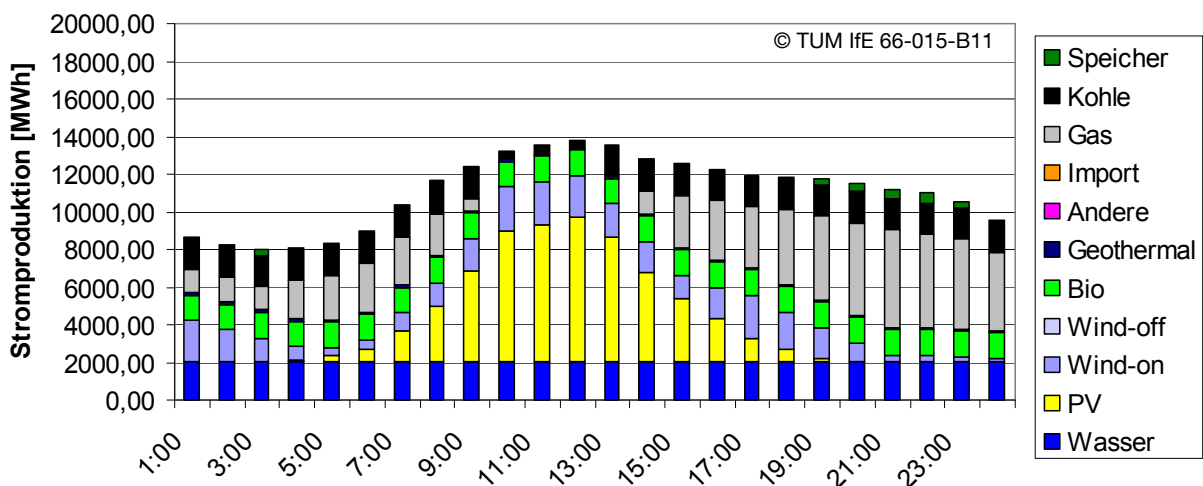


Abbildung 18 Stromerzeugung am 7 Juli im Szenario B1 A

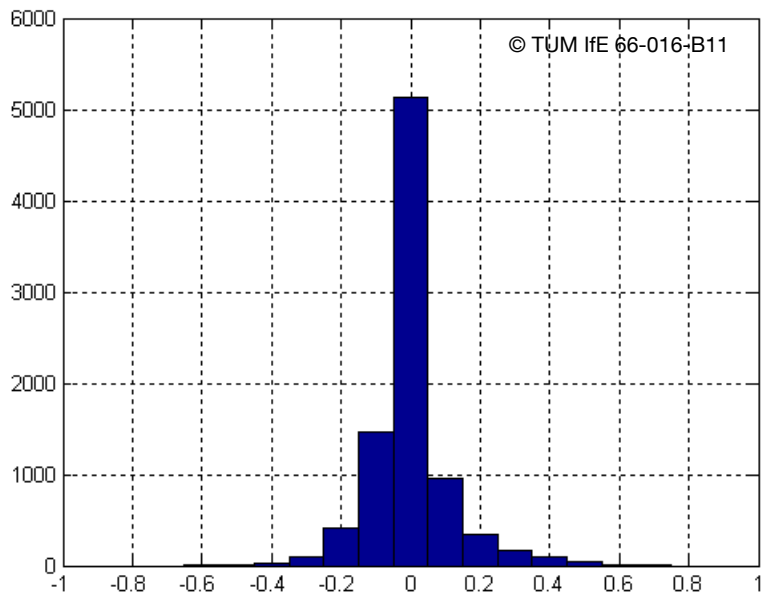


Abbildung 19: Lastwechsel der Gaskraftwerke in Szenario B1 A

Die CO₂-Emissionen nehmen in diesem Szenario deutlich zu. Dies liegt an der stärkeren Nutzung der Kohlekraftwerke. Das Szenario B3 zeigt, dass durch den Ersatz von Kohle durch Gas der Anstieg der Emissionen deutlich gesenkt werden kann, dafür müssen dann aber neue Kapazitäten aufgebaut werden. An dieser Stelle sei aber darauf verwiesen, dass die spezifischen Emissionen des Stromsektors vergleichsweise niedrig sind. Im Durchschnitt liegt dieser Wert in Deutschland bei 0,563 kg/kWh (UBA, 2011) deutlich über dem bayerischen Wert auch nach dem Ausstieg aus der Kernenergie.

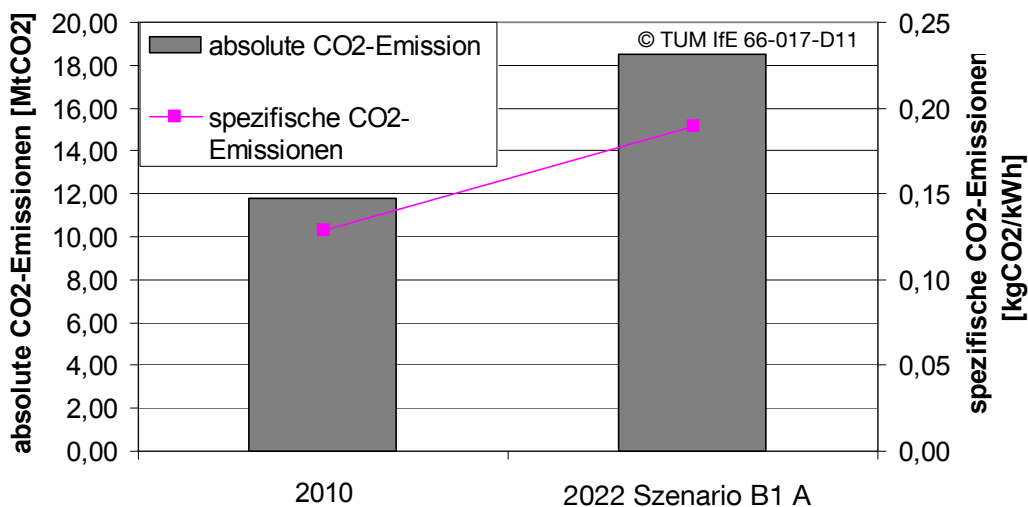


Abbildung 20: Vergleich der CO₂-Emissionen 2010 mit 2022 Szenario B1 A

Das Szenario B1* unterstellt einen moderateren Ausbau der Biomasse auf 8 TWh/a bei der Stromerzeugung. Der Anteil der Erneuerbaren Energien würde in diesem Fall nur 54 % betragen und die CO₂-Emissionen würden auf 19,45 Mt CO₂ steigen.

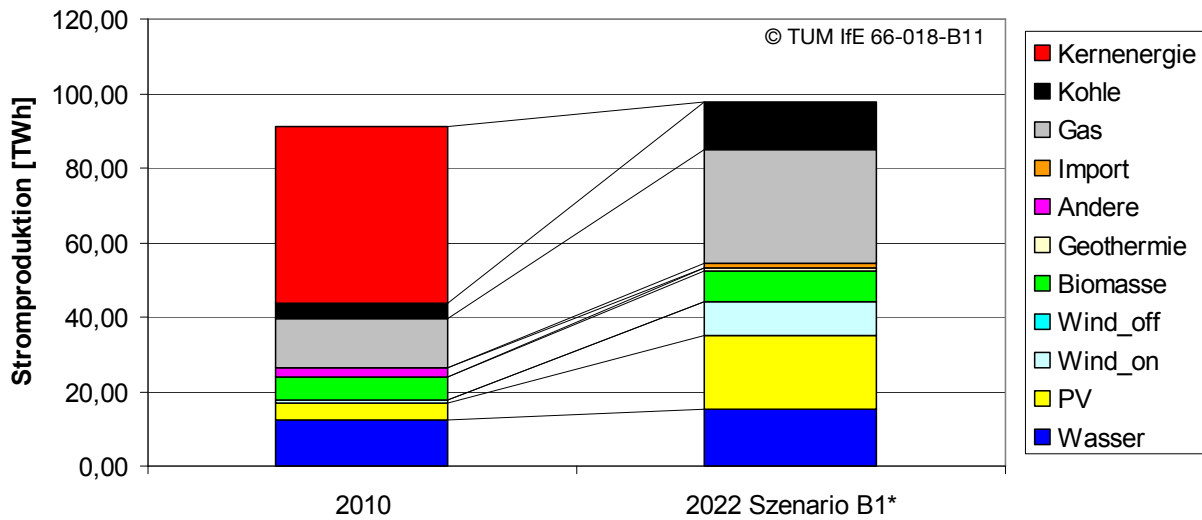


Abbildung 21: Stromerzeugung in Szenario B1*

4.2 Das Szenario B5

Das Szenario B5 geht von einem Zugang Bayerns zu Strom aus Offshore-Windkraftwerken in Nord- oder Ostsee aus. Die Kosten der Stromleitung und die Verluste des Transportes sind in der Optimierung berücksichtigt. Der Ausbau der Offshore-Windkraftpotentiale kommt nur schleppend voran. Dafür sind die Finanzkrise und auch technische Probleme verantwortlich. In diesem Szenario wird unterstellt, dass die bayerische Landesregierung sich aktiv in die Entwicklung einbringt und auch in Verhandlungen und Verbänden mit den Transitländern den Netzausbau zügig voran bringt.

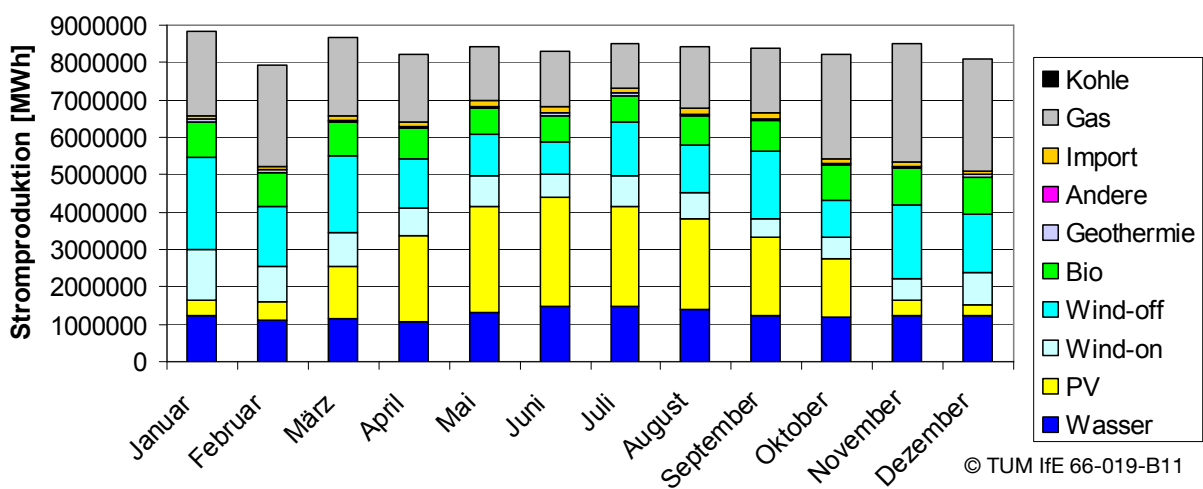


Abbildung 22: Monatliche Stromerzeugung im Szenario B5

Die erheblich ausgeweitete Nutzung von Windstrom führt zu einem stärkeren saisonalen Ausgleich zwischen Wind- und Sonnenergie. Im Szenario B5 würden 71 % der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien gedeckt und eine erhebliche Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber dem heutigen Wert erreicht. Es kommt jetzt aber zu einer noch stärkeren Überproduktion, wie auch gut an den Tagesverläufen gesehen werden kann.

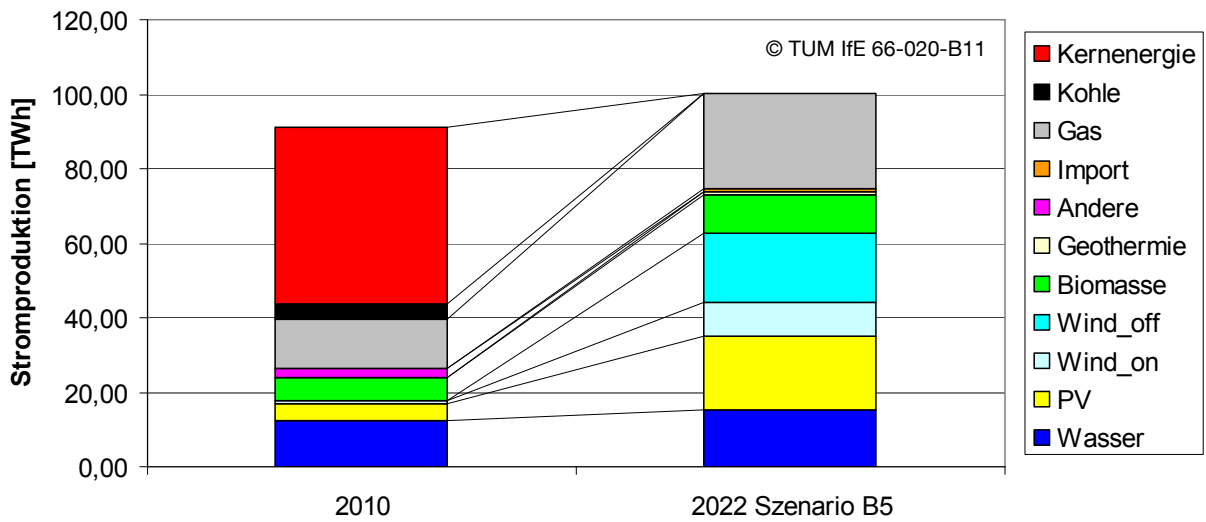


Abbildung 23 Stromerzeugung in Szenario B5

Die Tagesverläufe der Stromerzeugung für Szenario B5 sind in Abbildung 24, Abbildung 25 und Abbildung 26 wiedergegeben.

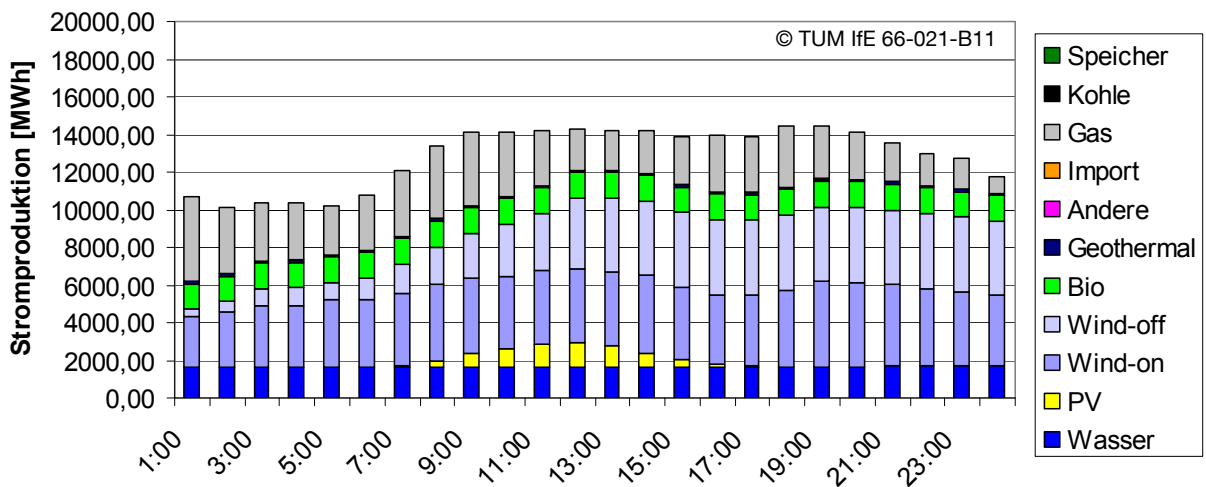


Abbildung 24: Tagesverlauf des 2. Februars im Modelljahr (Szenario B5)

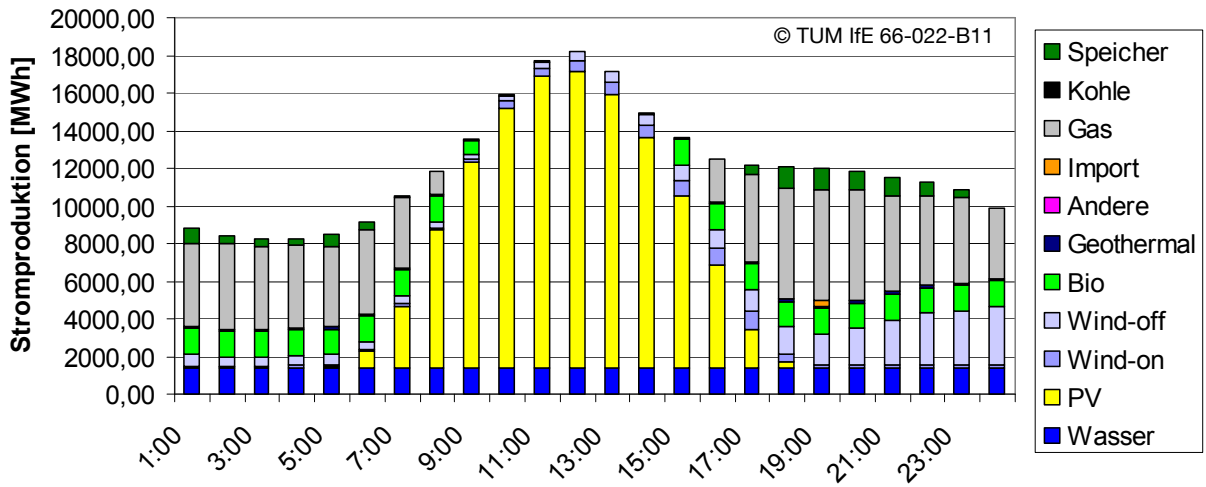


Abbildung 25: Tagesverlauf des 4. April im Modelljahr (Szenario B5)

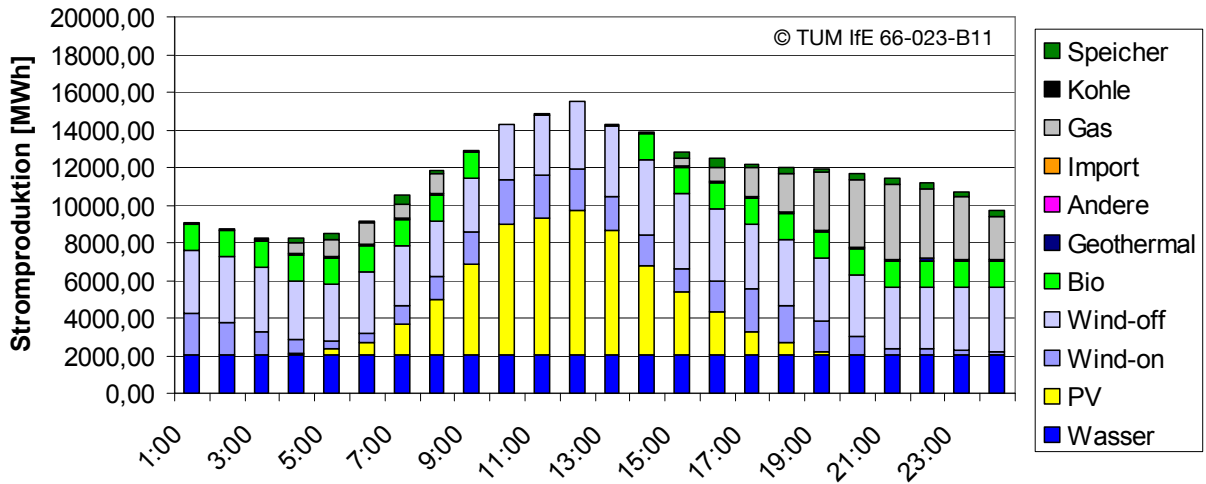


Abbildung 26: Tagesverlauf am 7. Juli im Modelljahr (Szenario B5)

In diesem Szenario ist deutlich erkennbar, dass die CO₂-Emissionen stark abnehmen. Dies liegt einerseits an dem Verzicht auf Kohlekraftwerke und andererseits an der Integration von Offshore-Windkraftwerken. Zur Verdeutlichung ist dies in Abbildung 27 grafisch dargestellt.

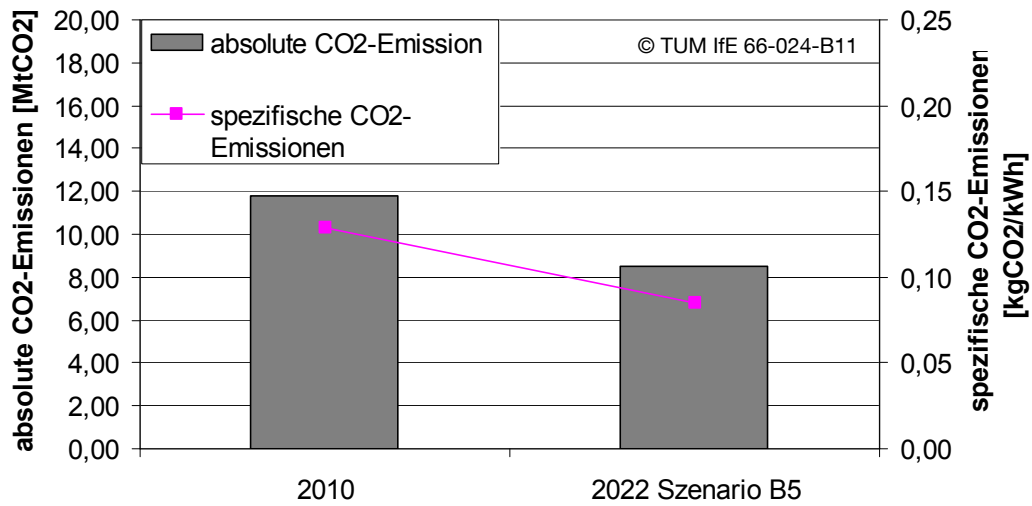


Abbildung 27: Vergleich der CO₂-Emissionen 2010 mit 2022 Szenario B5

5. Schlussfolgerungen und Ausblick

Bayern muss erhebliche Anstrengungen unternehmen, damit der Ausstieg aus der Kernenergie die Klimaschutzziele des Landes nicht gefährdet. Entwicklungen, die einen Anstieg der CO₂-Emissionen verursachen würden, müssen daher weitgehend vermieden werden. In weiterer Folge wurden zahlreiche Szenarien entwickelt, welche sehr unterschiedliche Auswirkungen auf die CO₂-Gesamtemissionen hatten.

In Bayern wird die Wasserkraft schon seit vielen Jahrhunderten genutzt. In der bayerischen Stromversorgung ist sie eine feste Größe. Biomasse wurde traditionell in der Wärmeversorgung genutzt und hat dort auch eine lange Tradition in Bayern. In vielen ländlichen Regionen wurde und wird sie bis heute intensiv genutzt. Aufbauend auf diesen Traditionen ist ein weiterer Ausbau der Wasserkraft und auch der Biomasse eine wichtige Grundlage für eine Erneuerbare Stromversorgung in Bayern. Der Sockel aus Wasserkraft und Biomasse kann dafür sorgen, dass Bayern im nächsten Jahrzehnt deutlich mehr als 40 % des Stromes aus Erneuerbarer Energie erzeugt.

Ein Ausbau der Windenergie ist wichtiger Bestandteil einer Erneuerbaren Ausbaustrategie. Auch in Bayern sind erhebliche Windpotentiale vorhanden. Die Ergänzung durch Windstrom aus anderen Regionen, insbesondere Offshore Wind, erscheint aber trotzdem sehr sinnvoll zu sein. Dadurch kann der Anteil an regenerativer Stromerzeugung noch einmal deutlich gesteigert werden und CO₂-Emissionen können deutlich unter die Emissionen von 2010 gesenkt werden.

PV muss noch erheblich ausgeweitet werden. Diese Ausweitung wird auch auf Freiflächen geschehen müssen. Die optimale Einbindung der Anlagen ins Verteilnetz bereitet zusehends Probleme, wodurch ein verstärkter Ausbau der Verteilnetze zwingend notwendig ist. Darüber hinaus bestehen zahlreiche andere Lösungen zur lokalen Integration des PV-Stromes, welche hier nicht näher betrachtet wurden, die aber erforscht und entwickelt werden müssen.

5.1 Neuer Aufbruch in der Raumplanung

Die Erneuerbaren Energien führen zu einem erhöhten „Raumverbrauch“. Photovoltaik und Windenergie können nur bei einer erheblichen Präsenz in der Fläche deutliche Beiträge zur Strom- und Wärmeversorgung liefern. Das Leistungsvermögen Erneuerbarer Energien hängt dabei sehr stark von den räumlichen Gegebenheiten ab. Aus technischer Sicht ergeben sich also ideale Standorte für die Aufstellung von Windturbinen und PV-Anlagen. Diese Standorte mögen aber aus verschiedenen Gründen, wie Lärm- oder Sichtbelästigung, mangelnder Anbindung an das Stromnetz usw. nicht geeignet sein, eine Anlage zu installieren. Besonders deutlich wird dies bei der Windenergie.

Deswegen können die ehrgeizigen Ziele nur umgesetzt werden, wenn Energieplanung Eingang in die Raum- und Stadtplanung findet. Das Land, die Landkreise und auch die Städte und Gemeinden müssen abgestimmte Energienutzungspläne aufstellen. Nur so können die optimalen Standorte für Wind, Solar, Biomasse, Wasser und Geothermiekraftwerke identifiziert und später umgesetzt werden.

Anstrengungen in dieser Richtung wurden bereits unternommen, müssen aber deutlich intensiviert werden. Projekte wie der Bayerische Energieatlas oder die Erstellung von Energienutzungsplänen sind langfristig unabdingbar. Die Absprache zwischen den Gebietskörperschaften der verschiedenen Ebenen, Kommune, Kreis und Land sind dabei zwingend notwendig.

Die Einbindung der Bürger in die Erstellung der Pläne ist eine zwingende Voraussetzung für den weiteren Erfolg. Der Bürger muss als Experte für seine Gemeinde ernst genommen werden. Die Methoden der Bürgerbeteiligung sollte als Ergänzung auch an Technischen Hochschulen Eingang in die Ausbildung der Ingenieure finden.

5.2 Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage

Bei den fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Wind- und Sonnenenergie stimmen Erzeugung und Verbrauch nicht zu jedem Zeitpunkt überein, wodurch Über- und Unterproduktionen entstehen. Deswegen sind Ausgleichsmaßnahmen notwendig:

- Wind und Sonne im Verbund haben einen gewissen saisonalen Ausgleich.
- KWK gleicht saisonal den PV-Lastgang gut aus. Entwicklung flexibler KWK erforderlich.
- Ausbau der Speicher (Pumpspeicherkraftwerke) und mehr Forschung in Druckluft- und Wasserstoffspeicher sind notwendig. Langfristig sollte auch über die Methanisierung des Stromes nachgedacht werden.
- Die Entwicklung flexibler Verbraucher in Industrie, GHD und Haushalten ist der Weg zu einem Smart-Grid, aber insbesondere auch zu einem Strommarkt.

Der Ausbau der Netze aus Transport- und Verteilungsebene ist ebenso eine zwingende Voraussetzung für die Flexibilisierung.

Als Beispiel soll kurz auf die Entwicklung und Ausbau einer flexiblen KWK eingegangen werden.

Die Identifikation der geeigneten KWK-Potentiale ist eine wichtige Aufgabe der neuen Raumplanung. Hierbei sind drei wesentliche Aspekte zu beachten:

- 1) Die effiziente Bereitstellung von Wärme muss gegen die Reduktion der Wärmenachfrage durch Sanierungsmaßnahmen aufgewogen werden.
- 2) Die langfristige Entwicklung der Dichte der Wärmenachfrage muss für ganz Bayern bestimmt und publiziert werden.
- 3) Eine aufwändige neue Wärmeverteilinfrastruktur sollte nur dann aufgebaut werden, wenn kurz- und mittelfristig effiziente KWK-Wärme genutzt werden kann und langfristig die Restwärmenachfrage durch erneuerbare Wärme bereitgestellt werden kann.

Wie in Abbildung 22 zu sehen ist, ergänzen sich die Angebote aus Solarenergie und KWK im Laufe eines Jahres. Die KWK produziert in den strahlungsarmen Wintermonaten, während die Photovoltaik ihre größte Produktion in den heizungslosen Sommermonaten hat. Trotzdem ist eine einfache Ergänzung nicht ohne zusätzliche Maßnahmen denkbar. Zum einen muss die Wärme- und Stromproduktion durch die Einführung von Wärmespeichern flexibler werden und die Erzeugung von Wärme aus Strom möglich sein. Nach diesem Prinzip lassen sich flexible Kraftwerke von vielen MW Leistung bis hinab zu wenigen kW entwickeln.

5.3 Verbünde schaffen

Die EU ist seit vielen Jahren bemüht, einen gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für Strom zu schaffen. Von dieser Entwicklung wird sich Bayern nicht abkoppeln können. Um also nicht einfach der Spielball der Nachbarländer und Regionen zu werden, ist es für Bayern von zentraler Bedeutung mit diesen Regionen Verbünde einzugehen, um gemeinsam dem Ziel einer auf Erneuerbaren Energien basierten Stromversorgung näher zu kommen. Zwei Möglichkeiten sollen hier explizit angesprochen werden.

In Szenario B5 wurde gezeigt, dass die Nutzung von Strom aus Offshore Windkraftwerken zu einer erheblichen Steigerung des EE-Anteils an der Stromerzeugung führt und auch die CO₂-Emissionen deutlich gesenkt werden können. Der Aufbau der Offshore Windkapazitäten kommt dabei nur schleppend voran. Energieversorger aus Bayern sollten sich hier mit dem Ziel, diesen Strom nach Bayern zu bringen, engagieren. Die Landesregierung sollte sich beim Ausbau der Netzkapazitäten mit den entsprechenden Bundesländern absprechen und ein gemeinsames Vorgehen anstreben. Ein Verbund aus Bundesländern mit Küste und den Transitländern zu einer Offshore-Allianz ist notwendig und könnte ein wichtiges Signal zum Aufbruch beim Ausbau der Offshore Windanlagen geben.

Ein Alpenverbund zur optimalen Ausnutzung der Wasserkraft und der optimalen Windstandorte in Bergregionen sollte diese Anstrengung ergänzen. Ein wichtiges Thema dieses Verbundes ist die Verbindung von Erneuerbaren Energien und Tourismus.

5.4 Systemförderung: Entwicklung neuer Marktmechanismen

Das Stromeinspeisegesetz und später das Erneuerbare Energien Gesetz haben sich als sehr effiziente Instrumente erwiesen, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu fördern. Die Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss an Grenzen stoßen, wenn die Erneuerbaren Energie zur zentralen Säule der Stromversorgung werden. Das richtige Zusammenspiel aus Erzeugungsanlagen, Speichern, Verteil- und Transportnetzen und einer flexiblen Last stellt sich nicht automatisch ein, wenn die Förderung nur die Einzelanlage im Blick hat. Energiepolitik und Fördermechanismen müssen jetzt so umgestellt werden, damit langfristig ein optimiertes Gesamtsystem entsteht.

Ein neues Förder- und Regelinstrumentarium muss geschaffen werden, damit die einzelnen Komponenten sich „harmonisch“ entwickeln.

5.5 Energieforschung ernst nehmen

Die Energieforschung hat in den Anfängen der Bundesrepublik mit den großen Kernforschungseinrichtungen die gesamte Forschungslandschaft geprägt. Nachdem die Ölkrisen überstanden waren und die Ölpreise in den achtziger und neunziger Jahre lange sehr niedrig waren, hat die Energieforschung deutlich an Bedeutung verloren. Diese Tendenz hat sich in den letzten Jahren zwar geändert, aber es müssen noch erheblich mehr neue Anstrengungen unternommen werden.

An dieser Stelle sollen nur einige Themen beispielhaft genannt werden:

- Neue Werkzeuge der Raumplanung
- flexible KWK bzw. flexible, hocheffiziente Gaskraftwerke
- Entwicklung flexibler Lasten (Gebäude, Büros, Fabriken, ...)
- Aufbau eines Smart-Grid (Verbindung von Energie- und Nachrichtentechnik)
- Weiterentwicklung der Hochspannungsleitungen und Kabel
- Methoden der Bürgerbeteiligung als Teil des Ingenieurstudiums

5.6 Fazit

In dieser Kurzstudie wurden Szenarien vorgestellt die zeigen, wie die bayerische Stromversorgung im Jahr 2022 ohne Kernenergie aussehen kann. Dafür müssen jetzt erhebliche Anstrengungen unternommen werden. Ein Ausbau der verschiedenen Erzeugungskapazitäten bei Wind, PV, Wasser, Biomasse und Geothermie ist zwingend notwendig. Ebenso müssen Transport- und Verteilnetz erheblich ertüchtigt werden. Dies verlangt erhebliche Investitionen. Dafür muss ein neuer wirtschaftlicher Rahmen gefunden werden. Die Raumplanung muss dafür sorgen, dass optimale Standorte gefunden werden, die wirtschaftliche Aspekte mit den Wünschen der Bürger verbinden.

6. Literatur

- BSfELF, 2009 **Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten** - Gesamtkonzept für nachwachsende Rohstoffe in Bayern, Entwicklungen und Trends, 2009
- VBEW, 2010 **Verband der bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft** - Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2010
- BaySt, 2011 **Bayerische Staatsregierung** – Bayerisches Energiekonzept „Energie Innovativ“, 2011
- LFU, 2011 **Bayerisches Landesamt für Umwelt** – Anlagenstatistik Wasserkraft, 2011
- EON, 2009 **E.On Wasserkraft GmbH, Bayerische Elektrizitätswerke GmbH** - Potentialstudie „Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern“, 2009
- Kaltschmitt, 1993 **Martin Kaltschmitt/Andreas Wiese** (Hg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten, Springer-Verlag 1993, S. 19-64
- BMU, 1999 **Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit** (Hg.): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, 1999, S. 131-140
- Quaschnig, 2000 **Volker Quaschnig**, Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhunderts, VDI Verlag, 2000, S. 40-50
- Prognos AG, 2011 **Prognos AG im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V.** – Das energiewirtschaftliche Gesamtkonzept, 2011
- BMU, 2010 **DLR, IWES, IFNE** im Auftrag – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2010
- BWE, 2011 **Bundesverband WindEnergie** - Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, 2011
- Windatlas, 2010 **Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie** - Nutzung der Windenergie, 2010
- Heitmann, 2005 **Nina Heitmann**, Lösung energiewirtschaftlicher Probleme mit Hilfe linearer Programmierung, IPP interner Bericht, 2005
- Dena, 2005 **Deutsche Netzagentur** - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, 2005
- UBA, 2011 **Umweltbundesamt Deutschland** – Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2011 im Vergleich zum Stromverbrauch, 2011

7. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AKW	Atom-Kraftwerk
BaySt	Bayerische Statistikbehörde
BMU	Bundeministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BsFElF	Bayerisches Landesamt für ...
BWE	Bundesverband Windenergie
CCS	CO ₂ Abtrennung und Speicherung
CO ₂	Kohlenstoff-Dioxid
CPLEX	Solver für lineare Optimierungsfragen
dena	Deutsche Netzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
GAMS	General Algebraic Modeling System
GuD	Gas- und Dampf- Kombikraftwerk
INF / inf	unendlich d.h. unbeschränkter Ausbau möglich
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFU	Bayerisches Landesamt für Umwelt
PEV	Primärenergieverbrauch
PV	Photovoltaik
UBA	Umweltbundesamt
VB EW	Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft
WEA	Windenergieanlage
Wind off	Windenergienutzung vor den Küsten (Offshore)
Wind on	Windenergienutzung an Land (Onshore)

Einheiten	Bedeutung
a	Jahr = 8760 h
h	Stunde(n)
h/a	Jahresvolllaststunden
GW	Gigawatt = 10 ⁹ Watt
GWh	Gigawattstunden = 10 ⁶ kWh
Kg/kWh	Spezifische Emissionen CO ₂ Äquivalent
kW	Kilowatt = 10 ³ Watt
kWh	Kilowattstunden
Mt	Megatonne
MW	Megawatt = 10 ⁶ Watt
MWh	Megawattstunden

Einheiten	Bedeutung
m/s	Meter pro Sekunde
PJ	Petjoule
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunden

8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromerzeugung Bayern seit 1925 (Statistisches Landesamt Bayern)	4
Abbildung 2: Entwicklung der Stromnachfrage in Bayern (Statistisches Landesamt Bayern)	6
Abbildung 3: Stromgestehungskosten im Jahr 2010.....	9
Abbildung 4: Stromgestehungskosten im Jahr 2022.....	9
Abbildung 5: Vorteile Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Vergleich zur getrennten Erzeugung ..	10
Abbildung 6: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Bayern bei 80 bzw. 140 m Nabenhöhe Quelle: (BWE, 2011), (Windatlas, 2010), eigene Darstellung.....	12
Abbildung 7: Biomassepotential der Land- und Forstwirtschaft	14
Abbildung 8: Übersicht – lineares Optimierungsmodell URBS Bayern	16
Abbildung 9: Eingangsdaten URBS Bayern.....	17
Abbildung 10: Kraftwerkskapazitäten der einzelnen Szenarien.....	19
Abbildung 11: Stromproduktion in den einzelnen Szenarien.....	20
Abbildung 12: Die jährlichen CO ₂ -Emissionen der einzelnen Szenarien.....	21
Abbildung 13: Stromerzeugung im Szenario B1 A	21
Abbildung 14: Residuallast des Szenarios B1 A.....	22
Abbildung 15: Monatliche Stromerzeugung im Szenario B1 A.....	23
Abbildung 16: Stromerzeugung am 2. Februar im Szenario B1 A.....	23
Abbildung 17: Stromerzeugung am 4. April im Szenario B1 A	24
Abbildung 18 Stromerzeugung am 7 Juli im Szenario B1 A.....	24
Abbildung 19: Lastwechsel der Gaskraftwerke in Szenario B1 A.....	25
Abbildung 20: Vergleich der CO ₂ -Emissionen 2010 mit 2022 Szenario B1 A.....	25
Abbildung 21: Stromerzeugung in Szenario B1*.....	26
Abbildung 22: Monatliche Stromerzeugung im Szenario B5	27
Abbildung 23 Stromerzeugung in Szenario B5	28
Abbildung 24: Tagesverlauf des 2. Februars im Modelljahr (Szenario B5)	28
Abbildung 25: Tagesverlauf des 4. April im Modelljahr (Szenario B5)	29
Abbildung 26: Tagesverlauf am 7. Juli im Modelljahr (Szenario B5)	29
Abbildung 27: Vergleich der CO ₂ -Emissionen 2010 mit 2022 Szenario B5.....	30

9. Datenanhang

Nr.	Landkreis	80 m			140m		
		Flächen > 5 m/s [km ²]	Anteil [%]	Anzahl WEA bei 5 GW	Flächen > 5 m/s [km ²]	Anteil [%]	Anzahl WEA bei 5 GW
0	Ingolstadt	2,4	0,03%	1	34,4	0,11%	2
1	München	55,6	0,68%	12	222,0	0,73%	13
2	Rosenheim	0,1	0,00%	1	5,7	0,02%	1
3	Altötting	5,3	0,06%	2	71,6	0,24%	4
4	Berchtesgadener Land	341,8	4,16%	70	662,1	2,19%	37
5	Bad Tölz-Wolfratshausen	271,5	3,30%	56	801,7	2,65%	45
6	Dachau	140,3	1,71%	29	450,5	1,49%	25
7	Ebersberg	162,8	1,98%	33	400,2	1,32%	23
8	Eichstätt	160,4	1,95%	33	592,9	1,96%	33
9	Erding	41,4	0,50%	9	513,4	1,70%	29
10	Freising	70,7	0,86%	15	421,8	1,39%	24
11	Fürstenfeldbruck	35,7	0,43%	8	264,9	0,88%	15
12	Garmisch-Partenkirchen	305,0	3,71%	62	835,9	2,76%	47
13	Landsberg am Lech	30,3	0,37%	7	324,3	1,07%	18
14	Miesbach	436,6	5,31%	89	878,1	2,90%	49
15	Mühldorf a. Inn	1,4	0,02%	1	186,4	0,62%	11
16	München	238,2	2,90%	49	505,0	1,67%	28
17	Neuburg-Schrobenhausen	22,2	0,27%	5	192,0	0,63%	11
18	Pfaffenhofen a.d. Ilm	58,3	0,71%	12	297,5	0,98%	17
19	Rosenheim	477,7	5,81%	97	1031,1	3,41%	57
20	Starnberg	18,8	0,23	4	212,6	0,70%	12
21	Traunstein	283,5	3,45%	58	697,2	2,30%	39
22	Weilheim-Schongau	172,6	2,10%	35	686,6	2,27%	38
23	Landshut	0,0	0,00%	0	1,6	0,01%	1
24	Passau	0,2	0,00%	1	0,2	0,00%	1
25	Straubing	1,0	0,01%	1	25,6	0,08%	2
26	Deggendorf	4,8	0,06%	1	86,4	0,29%	5
27	Freyung-Grafenau	71,8	0,87%	15	276,4	0,91%	16
28	Kelheim	9,1	0,11%	2	242,5	0,80%	14
29	Landshut	4,1	0,05%	1	372,7	1,23%	21
30	Passau	25,2	0,31%	6	110,1	0,36%	7
31	Regen	164,3	2,00%	34	480,8	1,59%	27
32	Rottal-Inn	0,4	0,00%	1	96,3	0,32%	6
33	Straubing-Bogen	82,9	1,01%	17	444,0	1,47%	25
34	Dingolfing-Landau	0,0	0,00%	1	157,5	0,52%	9
35	Amberg	0,1	0,00%	1	23,8	0,08%	2
36	Regensburg	0,0	0,00%	0	0,1	0,00%	1
37	Weiden i.d. OPf.	3,0	0,04%	1	19,0	0,06%	2
38	Amberg-Sulzbach	38,7	0,47%	8	534,6	1,77%	30
39	Cham	210,0	2,55%	43	751,2	2,48%	42
40	Neumarkt i.d. OPf.	134,6	1,64%	28	578,9	1,91%	32
41	Neustadt a.d. Waldnaab	194,8	2,37%	40	689,7	2,28%	38
42	Regensburg	53,9	0,66%	11	341,4	1,13%	19
43	Schwandorf	15,3	0,19%	4	280,3	0,93%	16
44	Tirschenreuth	464,3	5,65%	95	916,7	3,03%	51
45	Bamberg	0,0	0,00%	0	5,2	0,02%	1
46	Bayreuth	13,7	0,17%	3	47,7	0,16%	3
47	Coburg	0,1	0,00%	1	1,7	0,01%	1
48	Hof	12,4	0,15%	3	48,5	0,16%	3
49	Bamberg	101,0	1,23%	21	490,8	1,62%	28
50	Bayreuth	209,9	2,55%	43	805,2	2,66%	45

Nr.	Landkreis	80 m			140m		
		Flächen > 5 m/s [km²]	Anteil [%]	Anzahl WEA bei 5 GW	Flächen > 5 m/s [km²]	Anteil [%]	Anzahl WEA bei 5 GW
51	Coburg	15,6	0,19%	4	118,0	0,39%	7
52	Forchheim	72,6	0,88%	15	219,5	0,73%	13
53	Hof	250,1	3,04%	51	590,2	1,95%	33
54	Kronach	7,8	0,09%	2	142,8	0,47%	8
55	Kulmbach	72,2	0,88%	15	313,2	1,04%	18
56	Lichtenfels	50,1	0,61%	11	236,6	0,78%	14
57	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	184,8	2,25%	38	412,4	1,36%	23
58	Ansbach	1,6	0,02%	1	44,1	0,15%	3
59	Erlangen	0,7	0,01%	1	17,5	0,06%	1
60	Fürth	0,0	0,00%	0	7,9	0,03%	1
61	Nürnberg	2,7	0,03%	1	14,4	0,05%	1
62	Schwabach	0,0	0,00%	0	0,0	0,00%	1
63	Ansbach	186,3	2,27%	38	874,0	2,89%	49
64	Erlangen-Höchststadt	17,3	0,21%	4	164,4	0,54%	10
65	Fürth	0,0	0,00%	0	53,0	0,18%	3
66	Nürnberger Land	11,8	0,14%	3	186,0	0,61%	11
67	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	115,0	1,40%	24	650,7	2,15%	36
68	Roth	35,9	0,44%	8	204,7	0,68%	12
69	Weißenburg-Gunzenhausen	222,3	2,70%	46	578,3	1,91%	32
70	Aschaffenburg	0,0	0,00%	0	0,0	0,00%	0
71	Schweinfurt	0,0	0,00%	0	4,2	0,01%	1
72	Würzburg	12,9	0,16%	3	42,7	0,14%	3
73	Aschaffenburg	0,7	0,01%	1	37,8	0,12%	3
74	Bad Kissingen	71,6	0,87%	15	356,8	1,18%	20
75	Rhön-Grabfeld	159,2	1,94%	33	515,1	1,70%	29
76	Haßberge	95,2	1,16%	20	501,9	1,66%	28
77	Kitzingen	85,5	1,04%	18	441,9	1,46%	25
78	Miltenberg	31,9	0,39%	7	170,7	0,56%	10
79	Main-Spessart	20,9	0,25%	5	129,5	0,43%	8
80	Schweinfurt	48,1	0,58%	10	320,8	1,06%	18
81	Würzburg	102,6	1,25%	21	484,5	1,60%	27
82	Augsburg	0,0	0,00%	1	14,3	0,05%	1
83	Kaufbeuren	0,0	0,00%	0	12,0	0,04%	1
84	Kempten (Allgäu)	4,9	0,06%	2	23,2	0,08%	2
85	Memmingen	17,8	0,22%	4	29,5	0,10%	2
86	Aichach-Friedberg	61,4	0,75%	13	395,9	1,31%	22
87	Augsburg	13,4	0,16%	3	162,5	0,54%	9
88	Dillingen a.d. Donau	29,5	0,36%	6	244,2	0,81%	14
89	Günzburg	0,2	0,00%	1	62,9	0,21%	4
90	Neu-Ulm	2,7	0,03%	1	83,1	0,27%	5
91	Lindau (Bodensee)	41,8	0,51%	9	94,9	0,31%	6
92	Ostallgäu	203,5	2,47%	42	779,7	2,58%	43
93	Unterallgäu	72,4	0,88%	15	502,3	1,66%	28
94	Donau-Ries	75,1	0,91%	16	472,0	1,56%	27
95	Oberallgäu	677,3	8,24%	138	1428,3	4,72%	79
Gesamt		8223,6	11,66%	1716	30255,2	42,88%	1717

Erklärung Windverteilung

Die Berechnung der Anzahl von WEA je Landkreis wird auf Grundlage der jeweiligen lokalen Windgeschwindigkeiten durchgeführt. Die Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Nabenhöhen sind dabei dem Windatlas Bayern entnommen. Über den Farbcode konnten alle Standorte mit mittleren durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeiten von 5 bis 7 m/s erfasst werden. Diese Windgeschwindigkeiten sorgen für Ausnutzungsdauern von mindestens 1900 Volllaststunden pro Jahr und ermöglichen somit den wirtschaftlichen Betrieb der WEA. Alle Flächen mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten zwischen 5 und 7 m/s werden als „gute Standorte“ bezeichnet. Die Flächen mit guten Standorten sind im Anhang 9. ausgewiesen. Auf Flächen mit geringerer Windgeschwindigkeit ist die Errichtung von WEA aus Sicht von potentiellen Investoren nicht sinnvoll, daher werden Flächen mit Windgeschwindigkeiten unter 5 m/s nicht weiter berücksichtigt. Flächen mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von mehr als 7 m/s im Jahresmittel werden als „sehr gute Standorte“ bezeichnet. Ausschussflächen konnten mit den zur Verfügung stehenden Daten nicht berücksichtigt werden.

Da die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe ansteigt, wurde diese Betrachtung sowohl für die bisherige Standardnabenhöhe von 80 m über Grund durchgeführt, als auch für besonders große Turmhöhen von 140 m über Grund, die Ergebnisse werden ebenfalls im Anhang 9. dargestellt.

Die geplante Anzahl an WEA der 3 MW Klasse wurde nach den zur Verfügung stehenden Flächen aufgeteilt. An sehr guten Standorten werden mehr WEA installiert als an guten Standorten. Im Gegensatz dazu ist das Flächenangebot bei guten Standorten höher. Daher wurde angenommen, dass gute und sehr gute Standorte gleichzeitig ausgebaut werden, die Bebauungsdichte an sehr guten Standorten aber den doppelten Wert im Vergleich zu guten Standorten annimmt. In dieser Annahme wird berücksichtigt, dass es nicht möglich sein wird, die Bebauungsreihenfolge ausschließlich nach den lokalen Windgeschwindigkeiten zu ermitteln und festzulegen.

Die durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeiten je Landkreis werden bei diesem Vorgehen nicht weiter beachtet, da nur Flächen mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 5 m/s mit in die Berechnungen einbezogen werden. Für Kreise mit kleinen Flächen an „guten“ oder „sehr guten“ Standorten wird dabei eine entsprechend geringe Anzahl an WEA ermittelt.

Kurze Erläuterung zur Berechnung der Kosten

Für die Berechnung der Investitionen wurden die in der Leitstudie des BMU (BMU, 2010) veröffentlichten Daten über die spezifischen Investitionskosten herangezogen. Die Optimierung des Energiesystems im Rahmen dieses Berichtes ist auf das Jahr 2022 ausgerichtet, die erforderlichen Investitionen zur Realisierung der Szenarien werden aber über die gesamte Periode von heute bis 2022 fällig. Es wird angenommen, dass die Kapazitäten über die Jahre gleichmäßig verteilt installiert werden. Damit sind für die Gesamtinvestitionen nicht ausschließlich die Kosten im Jahr 2022 ausschlaggebend, sondern auch die Entwicklung der spezifischen Kosten. In den Angaben des BMU über die zukünftig zu erwartenden spezifischen Investitionskosten von Kraftwerks- und Speicherkapazitäten sind Annahmen über Lernkurveneffekte enthalten. Da diese Annahmen über zukünftige Entwicklungen naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet sind, wird der Kostenverlauf hier linear interpoliert, um durchschnittliche Investitionskosten zu ermitteln. Die in den Szenarien ermittelten Kapazitäten der jeweiligen Technologien werden mit den durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten multipliziert. Auf diese Weise werden für alle Szenarien die Investitionen ermittelt, um notwendigen Kapazitäten der einzelnen Technologien bis zum Zieljahr 2022 zu errichten. Die Berechnung der erforderlichen Gesamtinvestitionen erfolgt durch Aufsummieren der einzelnen Technologien. Darin sind Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur nicht berücksichtigt.

	Zubau Kraftwerke									Zubau Speicher					
	Leistung [GW]									Leistung [GW]			Kapazität [GWh]		
	PV	Gas	Kohle	Wind-on	Wasser	Biomasse	Geothermie	Wind-off	Kernenergie	PSW	CAES	H2	PSW	CAES	H2
B1A	14.92	2.38	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B1B	14.92	3.21	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B2	14.92	4.05	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B3	14.92	4.05	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.00	0.00
B4	14.92	3.90	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B5	14.92	3.32	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	5.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.00	0.00
B6	0.00	3.32	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	5.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.00	0.00
B7	0.00	3.32	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	5.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.01	0.00
B8	24.92	3.89	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.00	0.00
B10	14.92	6.88	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B11	14.92	1.22	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B12	14.92	6.95	0.00	8.87	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B13	14.92	1.29	0.00	4.14	0.41	0.34	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B14A	14.92	1.65	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	5.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.00	0.00
B14B	14.92	2.49	0.00	4.46	0.41	0.34	0.09	5.00	0.00	0.39	0.00	0.00	3.48	0.00	0.00

Kurze Aufstellung der Investitionskosten für die diversen Szenarien

	Investitionen bei durchschnittlichen Kosten 2010 - 2022 [Mio €]													Summe
	Kraftwerke							Speicher						
	PV	Gas	Wind-on	Wasser	Biomasse	Geothermie	Wind-off	PSW	CAES	H2	PSW	CAES	H2	
								Leistung			Kapazität			
B1A	29016	1665	5217	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	39252
B1B	29016	2247	5217	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	39834
B2	29016	2833	5217	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	40420
B3	29016	2833	5217	1181	1156	1016	0	175	0	0	22	0	0	40617
B4	29016	2731	5217	1181	1156	1016	15225	0	0	0	0	0	0	55543
B5	29016	2326	5217	1181	1156	1016	15225	175	0	0	22	0	0	55335
B6	0	2326	5217	1181	1156	1016	15225	175	0	0	22	0	0	26319
B7	0	2323	5217	1181	1156	1016	15225	175	0	0	22	0	0	26316
B8	48467	2724	5217	1181	1156	1016	0	175	0	0	22	0	0	59959
B10	29016	4818	5217	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	42404
B11	29016	851	5217	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	38438
B12	29016	4863	10380	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	47613
B13	29016	900	4848	1181	1156	1016	0	0	0	0	0	0	0	38117
B14A	29016	1158	5217	1181	1156	1016	15225	175	0	0	22	0	0	54167
B14B	29016	1740	5217	1181	1156	1016	15225	175	0	0	22	0	0	54749