 **Die baden-württembergische Stromversorgung  
im Rahmen einer zukunftsfähigen und klimaverträglichen  
Energieversorgung**

**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt**

**Dr. Joachim Nitsch**

(Stand: 06.10.2014)

Im Auftrag des

Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft



**Deutsches Zentrum  
für Luft- und Raumfahrt**

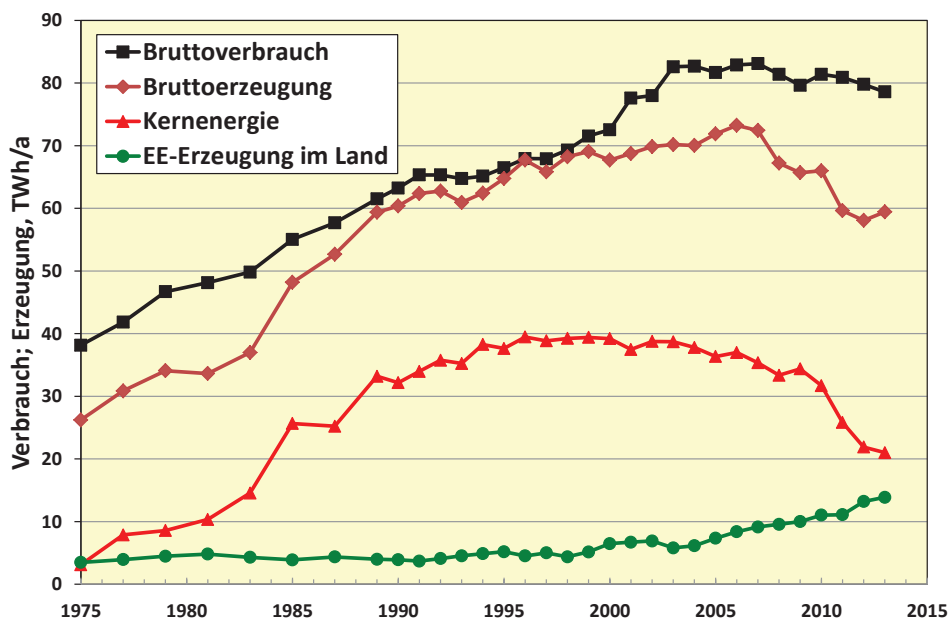


**Baden-Württemberg**

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

## A) Ausgangssituation

Der Stromverbrauch in Baden-Württemberg ist in der Vergangenheit außerordentlich stark gewachsen. Er hat sich im Zeitraum 1975-2007 von 38 TWh/a auf 83 TWh/a mehr als verdoppelt (**Abb. 1**). Seit 2007 nimmt er geringfügig ab und lag im Jahr 2013 bei 79 TWh/a. Im gesamten Zeitraum hat BW im Saldo auch Strom importiert. Vor dem deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus Kernenergie lag der Saldo an importiertem Strom zeitweise bei 30%. Bis 1995 sank der Importsaldo auf nahezu null. Seit 2000, also bereits vor dem Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie, steigt der Importsaldo wieder deutlich an. Die erneuerbaren Energien (EE) haben seit 2005 ihren Beitrag zwar verdoppelt und stellen derzeit rund 14 TWh/a Strom bereit, der deutliche Rückgang der Kernenergie seit 2010 konnte damit aber (noch) nicht kompensiert werden. Da auch die fossile Stromerzeugung im Lande mit rund 25 TWh/a relativ konstant blieb, war ein weiterer Anstieg des Stromimportsaldos unvermeidlich. Seinen Spitzenwert erreichte er im Jahr 2011 mit gut 21 TWh/a. Derzeit liegt er mit rund 19 TWh/a bei 24% des Bruttostromverbrauchs.



**Abbildung 1: Stromverbrauch, gesamte Stromerzeugung, sowie Beiträge der Kernenergie und der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg seit 1975.**

Die Stromversorgung Baden-Württembergs ist Teil der stark vernetzten deutschen (zunehmend auch europäischen) Stromversorgung. Dies zeigt sich u.a. daran, dass die grenzüberschreitenden Export- und Importstrommengen mit anderen Bundesländern und dem benachbarten Ausland stets bei rund 30 -35 TWh/a liegen, also i.d.R. deutlich höher sind als der resultierende Saldo. Seit der Liberalisierung des Strommarkts hat sich der grenzüberschreitende Stromaustausch noch verstärkt; er gehört heute zum selbstverständlichen Be-

standteil einer auf ökonomische Optimierung ausgerichteten Stromversorgung innerhalb der bestehenden Kraftwerks- und Stromnetzstrukturen.

Bezogen auf den gesamten Energieeinsatz ist die Abhängigkeit Baden-Württembergs von Importen besonders ausgeprägt. Derzeit werden rund 10% der eingesetzten Primärenergie im Lande selbst erzeugt. Praktisch alle fossilen Brenn- und Kraftstoffe werden importiert. Für Deutschland insgesamt liegt der Importanteil derzeit bei 70%.

## **B) Herausforderungen bei der angestrebten zukünftigen Entwicklung**

Mit dem IEKK [1] hat die Landesregierung ein Konzept vorgelegt, mit welchem sie in Baden-Württemberg eine klimaverträgliche und ressourcenschonende Energieversorgung bis zur Jahrhundertmitte erreichen will. Das dem IEKK zugrunde liegende „Energieszenario 2050“ [2] ist dabei mit den Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung kompatibel. Das Oberziel einer 85%igen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (bzw. 90% der gesamten Treibhausgasemissionen) bis 2050 kann mittels einer Halbierung des Primärenergieeinsatzes und einem knapp 80%-igen EE-Anteil am gesamten Endenergieverbrauch erreicht werden.

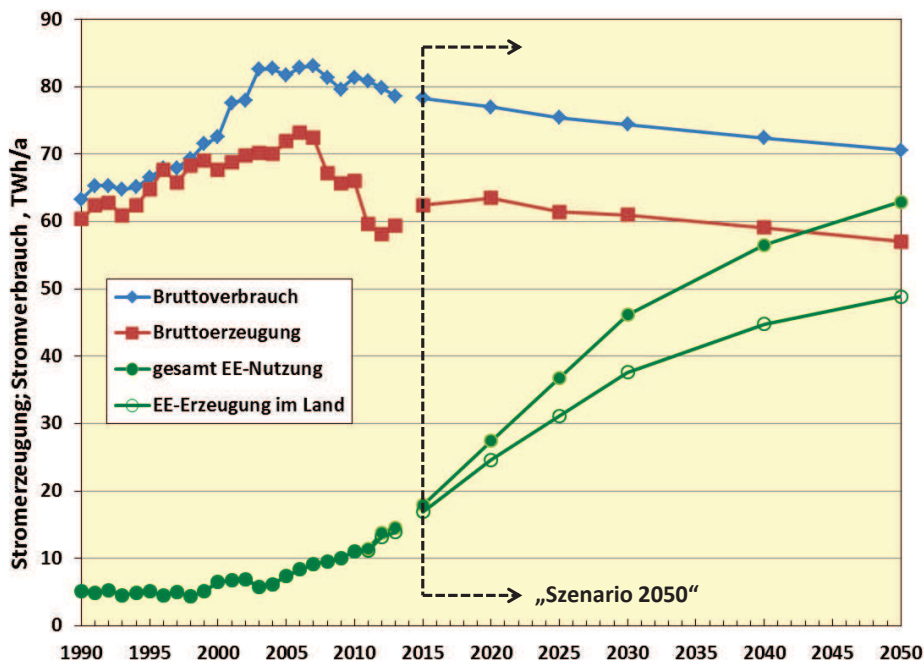
An den Umbau der Stromversorgung werden dabei besonders hohe Anforderungen gestellt. Zum einen wird der Stromverbrauch deutlich geringer zurückgehen als der Gesamtenergieverbrauch (-14% bis 2050), zum anderen wird die Stromversorgung in diesem Szenario in 2050 bereits zu gut 90% auf EE basieren<sup>1</sup>. Dazu sind erhebliche Mengen an EE-Strom bereitzustellen, die überwiegend aus den fluktuierenden Quellen Wind und Solarstrahlung bereitgestellt werden müssen. Die insgesamt erforderliche EE-Strommenge muss sich bis 2050 gegenüber 2013 reichlich vervierfachen (63 TWh/a; **Abb. 2**); sie stammt dann zu 78% aus Wind- und Solarstrom (in 2013 waren es 38%). Bis 2022 sollte sich die EE-Strommenge bereits verdoppeln (31 TWh/a).

Der im Szenario 2050 angenommene sehr dynamische EE-Ausbau (insbesondere bei der Windenergie) bei gleichzeitig sich (leicht) verringerter Stromnachfrage ermöglicht es zunächst, den Importsaldo, trotz Ausstieg aus der Kernenergie, bis 2020 wieder auf einen mittleren Wert von 14-16 TWh/a zu verringern (Anteil ~ 20%); er bleibt zukünftig nahezu konstant. Der längerfristige zweckmäßige Importanteil wird im Wesentlichen durch zwei Faktoren bestimmt:

1. Für die großen erforderlichen EE-Strommengen sind im Lande zwar bei Wind und Solarstrahlung keine grundsätzlichen Potenzialgrenzen (z.B. theoretische Windstandorte; verfügbare Dach- oder Freiflächen) vorhanden. Ökologische, siedlungsstrukturelle und ökonomische Grenzen beschränken jedoch die im Lande sinnvoll bereitstellbare EE-Strommenge. Auch die Akzeptanz einer größeren (bis sehr großen) Anzahl von EE-Anlagen im Lande stellt einen einschränkenden Faktor dar.

---

<sup>1</sup> In dem jetzigen „80%-EE-Szenario“ wird ein Rückgang des Stromverbrauchs (einschließlich neuer Verbraucher) um rund 13% bis 2050 unterstellt. Für ein mögliches „100%-EE-Szenario“ (für alle Verbrauchssektoren) müssten zusätzlich weitere EE-Strommengen bereitgestellt werden, um mittels „Power to Heat“ und „Power to Gas“ auch den Wärme- und den Verkehrssektor zu 100% mit EE versorgen zu können. Der Stromverbrauch würde daher mittel- bis langfristig höher ausfallen als in Abb. 2 dargestellt. Dafür würde fossile Brenn- und Kraftstoffe vom Markt verschwinden.



**Abbildung 2: Stromverbrauch, Stromerzeugung im Lande und Importanteile, sowie Anteil der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg für das „Energieszenario 2050“ [2]**

2. Zum anderen erfordert der wachsende Anteil fluktuierender EE-Stromerzeugung einen effektiven Ausgleich von Lastspitzen und Möglichkeiten zur Überbrückung von Angebotslücken. Dafür sind leistungsfähige Netze (auf allen Spannungsebenen) eine entscheidende – und zudem relativ kostengünstige – Voraussetzung. Größere Netze erlauben dabei eine weitergehende Vergleichmäßigung fluktuierender EE-Erzeugung als kleine Netze. Neben einer effektiven Vernetzung der deutlich wachsenden lokalen und regionalen EE-Stromerzeugung ist bei größeren EE-Anteilen (und erst recht bei einer Richtung 100% EE tendierender Versorgung in allen Sektoren) deshalb auch die überregionale Vernetzung und Verknüpfung mit größeren EE-Potenzialen außerhalb des Landes (z.B. Offshore-Wind; längerfristig ggf. Südeuropa) von erheblicher Bedeutung. Tendenziell später müssen zu den Ausgleichsmöglichkeiten der Netze auch leistungsfähige Speichermöglichkeiten in unterschiedlicher Leistung und Speicherkapazität für EE-Strom hinzutreten.

Beide Gesichtspunkte sind beim Entwurf des Energieszenarios 2050 berücksichtigt worden. Es stellt nach dem heutigen Stand des Wissens eine unter strukturellen und ökonomischen Gesichtspunkten zweckmäßige und ausgewogene Versorgungsstruktur dar. Die zur Bereitstellung der Strommengen (und zur Sicherstellung jederzeit ausreichender Leistungen; s. u.) erforderlichen Erzeugungsleistungen sind in **Tabelle 1** zusammengestellt.

Das weitere Wachstum von Wasserkraft und Biomasse ist eng begrenzt<sup>2</sup>; die mittels Geothermie bereitstellbare Leistung wurde bewusst relativ niedrig angesetzt (285 MW in 2050). Für die im Lande bereitzustellende EE-Strommenge (2050 = 49 TWh/a; vgl. Abb.1)

<sup>2</sup> Die aus Biomasse erzeugte Strom- und Wärmemenge wächst bedeutend langsamer als die Leistung, da zukünftig eine stärker stromgeführten Fahrweise der Biomasse-KWK-Anlagen unterstellt wurde, die zu kürzeren Ausnutzungsdauern führt (vgl. KWK-Konzept, [3])

sind daher langfristig rund 9 500 MW Windleistung und knapp 18 000 MW Fotovoltaik-Leistung erforderlich. Die im Saldo parallel in Anspruch genommene Kraftwerkleistung außerhalb BW bleibt mit rund 3 400 MW relativ konstant. Bereits heute werden schätzungsweise rund 250 MW Windleistung außerhalb des Landes für BW genutzt, längerfristig soll der konventionelle Importanteil vollständig durch EE-Strom ersetzt werden. In 2050 würden dann im Saldo 14 TWh/a EE-Strom zusätzlich importiert, was 22% des gesamten EE-Stroms entspricht. Der längerfristige Mix dieses „EE-Importstroms“ - und auch der genaue Umfang der importierten Menge - werden von der gesamtdeutschen bzw. europäischen Entwicklung im Energiesektor abhängen.

**Tabelle 1: Erforderliche konventionelle und EE-Leistungen im Land und Höhe der in Anspruch genommenen Leistungen außerhalb Baden-Württembergs zur Umsetzung des „Energieszenarios 2050“; gesicherte Leistung und potenzielle Höchstlast. (Leistungen in MW)**

Bruttoleistung, MW	2013	2022	2030	2040	2050
Kernenergie	2850	0	0	0	0
Kohle, Sonstige	4470	5000	3500	2000	500
Erdgas, (Öl)	2165	4000	4400	4500	4500
Biomasse	736	930	1075	1200	1303
Wasserkraft, Geothermie	867	992	1026	1130	1238
Windenergie	536	4455	8002	9346	9500
Fotovoltaik	4790	9080	11482	14534	17634
Pumpspeicher, andere Sp.	1873	1873	3270	3270	3270
<b>Gesamtleistung in BaWü</b>	<b>18287</b>	<b>26330</b>	<b>32755</b>	<b>35980</b>	<b>37945</b>
Importleistung, konvent.	3180	2430	1315	500	0
Importleistung, EE	250	1110	2150	2800	3150
<b>Gesamte Importleistung</b>	<b>3430</b>	<b>3540</b>	<b>3465</b>	<b>3300</b>	<b>3150</b>
<b>Gesamte Leist. für BaWü</b>	<b>21717</b>	<b>29870</b>	<b>36220</b>	<b>39280</b>	<b>41095</b>
Gesicherte Leistung	13970	13967	13745	12428	11050
Höchstlast	10800	10500	10200	9600	9000

Energieszenario 2050; 05.10.2014

In Frage kommt zunächst Windstrom aus Norddeutschland und von Offshore-Standorten. Etabliert sich eine gemeinsame europäische EE-Infrastruktur, kann längerfristig auch „europäischer“ EE-Strom (z.B. „Atlantik-Wind“; solarthermischer Strom) genutzt werden. Bei einer mittleren Ausnutzung von bis zu 4 400 h/a wird dafür im Jahr 2050 eine Leistung von 3 150 MW zusätzlich zu der im Lande installierten EE-Leistung in Höhe von knapp 30 000 MW erforderlich.

Erwägt man eine deutliche Verringerung dieses importierten EE- Anteils, so müssten dazu zusätzlich zu den bereits genutzten Standorten für 9 500 MW wind und 18 000 MW Fotovoltaik), weitere Standorte im Lande in Anspruch genommen werden. Da diese jedoch deutlich ertragsärmer sind (z.B. Mittelwert von Wind und PV ~ 1500 h/a) wären dafür zusätzliche EE-Leistungen im Land von rund 9 000 MW erforderlich.

Die Zahlenangaben in Tabelle 1 zeigen, dass der angestrebte Umbau der Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten eine strukturell enorm hohe Herausforderung darstellt.

Umso wichtiger ist ihre möglichst effiziente Gestaltung unter optimaler Einbindung der Versorgungsstrukturen der einzelnen Bundesländer in die Gesamtversorgung. **Eine ausgewogene Gewichtung von dezentraler (lokal, regional) und überregionaler EE-Stromerzeugung und ihre effiziente Vernetzung gehört als wesentlicher Baustein dazu.** Das dem IEKK zugrunde liegende Szenario stellt zudem aus heutiger Sicht bereits eine eher optimistische Entwicklung dar. Wird z.B. nicht die unterstellte Halbierung des Energieverbrauchs erreicht, wären zur Kompensation zusätzliche EE-Energiemengen erforderlich, wenn das übergeordnete Klimaschutzziel eingehalten werden soll. Auch die sich derzeit abzeichnenden Verzögerungen und Markthemmnisse beim Umbau der konventionellen Versorgung sind im Szenario nicht explizit abgebildet.

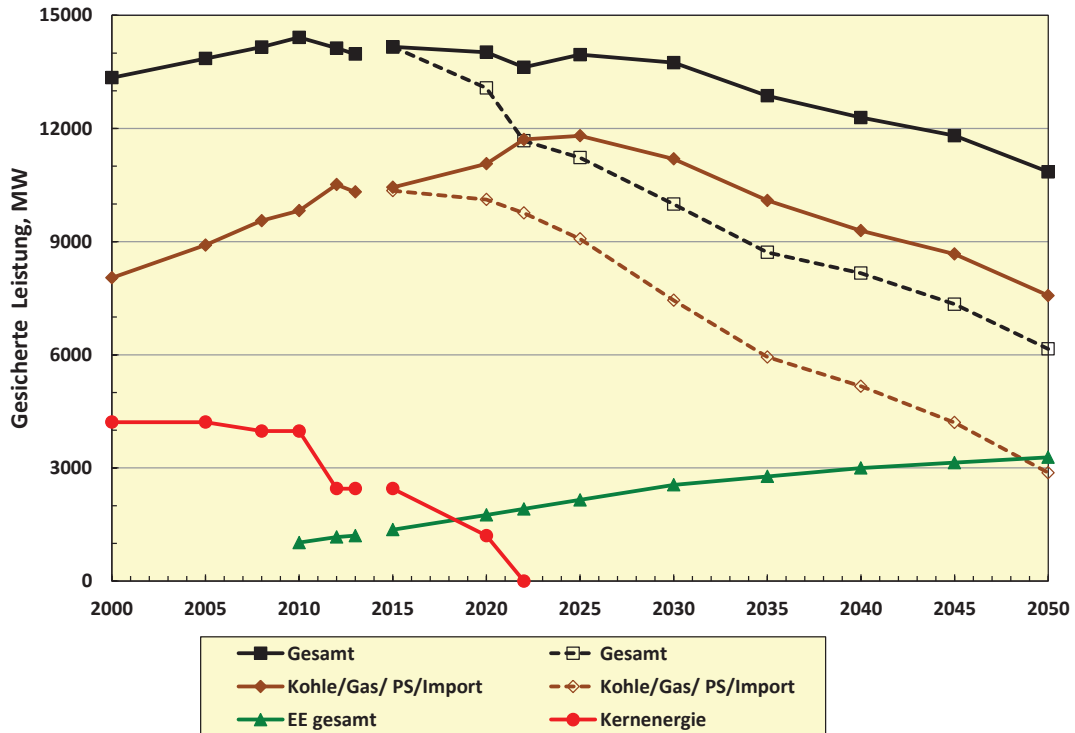
### C) Kurz- und mittelfristige Erfordernisse und Probleme

Das „Energieszenario 2050“ zeigt u.a. mit welchen strukturellen Maßnahmen eine jederzeit gesicherte Stromversorgung in BW sichergestellt werden kann. Dazu gehört auch eine ausreichend hohe „konventionelle“ Leistung (Tabelle 1) für die jederzeitige Bereitstellung der „Residuallast“. Außerdem sollen diese „konventionellen“ Kraftwerke den Wegfall der Kernkraftwerksleistung kompensieren. Aus Klimaschutzgründen müssen diese Kraftwerke jedoch hinsichtlich Effizienz und CO<sub>2</sub>-Intensität hohen Ansprüchen genügen; außerdem müssen sie jederzeit verfügbar und hoch flexibel sein, um die EE-Fluktuationen effektiv ausgleichen zu können. Dafür kommen in erster Linie gasgefeuerte, vorzugsweise in KWK betriebene Kraftwerke in Frage. Der Tabelle 1 können die für die Umsetzung des Szenarios erforderlichen Leistungen entnommen werden. Neue Kohlekraftwerke werden nach Inbetriebnahme von GKM9 (Mannheim) und RDK8 (Karlsruhe) nicht mehr erstellt. Nach 2022 verringert sich ihre Leistung kontinuierlich. Um bei zurückgehender Kernkraftwerks-Leistung die „Importleistung“ bis 2022 nicht zu erhöhen (und den konventionellen Anteil sogar zu reduzieren) wird ein **Net-zubau von 1 835 MW Gasleistung** erforderlich. In dieser Kombination bleibt die gesicherte Leistung, wie derzeit, bei knapp 14 GW (Tabelle 1, unten). Längerfristig kann sie etwas sinken, da sinkenden Stromnachfrage und verstärkte Lastmanagementanstrengungen zur Verringerung der Höchstlast führen werden.

**Abbildung 3** zeigt den im Szenario 2050 angestrebten Verlauf der gesicherten Leistung und die zukünftig möglichen Beiträge der einzelnen Kraftwerksarten bzw. Energiequellen. Der Zubau von EE-Leistung von insgesamt rund 7 GW im Jahr 2013 auf knapp 24 GW in 2030 und auf rund 33 GW (einschließlich EE-Importleistung) in 2050 ist erheblich. Ihr Beitrag zur gesicherten Leistung ist jedoch deutlich geringer, da Windstrom nur einen sehr geringen Anteil und Solarstrom so gut wie keine gesicherte Leistung bereitstellen kann. Näherungsweise tragen derzeit EE rund 1 GW (insbesondere Biomasse, teilweise Wasserkraft) dazu bei, bis 2050 kann ihr Beitrag auf rund 3,2 GW steigen. Der weitaus größere Beitrag muss also auch zukünftig von fossilen Kraftwerken erbracht werden, Speicher (Pumpspeicher, dezentrale Batteriespeicher, längerfristig aus EE-Strom hergestellter Wasserstoff oder Methan) können in zunehmendem Maße Beiträge dazu liefern bzw. langfristig den fossilen Beitrag ersetzen<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> EE-Wasserstoff oder EE-Methan können im Szenario 2050 längerfristig (nach 2030) Erdgas in sehr effizienten KWK-Anlagen ersetzen und tragen damit indirekt zur Speicherung von EE-Stromüberschüssen und zur Überbrückung längerer EE-Flauten bei. Auch deshalb ist ein erfolgreicher deutlicher Ausbau von KWK-Anlagen von großer Bedeutung für den Transformationsprozess der Stromversorgung [3].



**Abbildung 3: Gesicherte Gesamtleistung für BW und Beiträge der EE, der Kernenergie und der „konventionellen“ Leistung (Kohle/Gas/Speicher/Import fossil) im „Energieszenario 2050“ [2; 3]; gestrichelt: ohne Zubau neuer Gas-Kraftwerke.**

Dieser Beitrag muss, insbesondere wegen des Wegfalls der Leistung aus Kernkraftwerken, von derzeit knapp 10,5 GW bis 2025 auf rund 12 GW steigen und kann dann im Laufe der nächsten Jahrzehnte auf rund 8 GW sinken, wenn die Effizienzanstrengungen bei Stromverbrauch entsprechend greifen. Dabei wird angenommen, dass ein vollständiger Umbau von der derzeit von Kohle dominierten konventionellen Versorgung auf gasversorgte Kraftwerke stattfindet (vgl. Tabelle 1). Außerdem werden ausreichende Netzkapazitäten vorausgesetzt, damit auch die im Szenario unterstellte „Importleistung“ von rund 3,5 GW im Bedarfsfall zur Verfügung steht.

Dieser im Energieszenario 2050 idealtypisch dargestellte Transformationsprozess der Stromversorgung ist derzeit allerdings nicht gesichert, sondern eher zunehmend in Frage gestellt. Die Hauptgründe liegen in der unzulänglichen Anreizwirkung der derzeitigen Strommarktstrukturen hinsichtlich der erforderlichen Investitionen in neue Gaskraftwerke und der derzeit völlig unzulänglichen Lenkungswirkung des Emissionshandels. In Abbildung 3 ist daher auch dargestellt, welche Versorgungslücken entstehen können, wenn kein Neubau von gasgefeuerten Kraftwerken in den nächsten Jahren in BW stattfindet (gestrichelte Linien). Bis 2022 würde dadurch bereits eine Lücke in der gesicherten Leistung von rund 2 GW entstehen (vgl. dazu auch [4]), die sich bei Fortschreiben dieser Tendenz stetig vergrößern und ohne Neubauten längerfristig auf bis zu 5 GW anwachsen würde. Unterstellt man daher keine durchgreifenden und rasche Änderungen im zukünftigen Strommarktdesign, so besteht die Gefahr, dass entweder erneut für eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken plädiert wird oder alte Kohlekraftwerke sowohl im Land, als generell in Deutschland am Netz gehalten werden müssten, womit die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele in Frage gestellt würden.

Im aktuellen KWK-Konzept der Landesregierung [3] ist u.a. dargestellt, wie der Umbau der Stromversorgung BW bis 2022 verlaufen sollte, wenn sowohl das CO<sub>2</sub>-Minderungsziel des IEKK erreicht als auch die derzeitige Versorgungssicherheit beibehalten werden soll. Die entsprechenden Eckdaten zeigt **Tabelle 2**. Evident ist, dass bei Kohlekraftwerken neben

**Tabelle 2: Erforderlicher Umbau der Stromversorgung BW bis 2022, wenn a) das KWK-Ausbauziel und b) das Klimaschutzziel des IEKK zeitgerecht erreicht werden soll [3].**

	Bestand 2013	Abbau bis 2022	Neubau bis 2022	Bestand 2022	Nettozuwachs 2022
<b>Bruttoleistung in MW</b>					
<b>A) Fossile Leistung und Biomasse (KOND; KWK)</b>					
<b>Kohle <sup>1)</sup></b>	<b>4470</b>	<b>1300</b>	<b>1830</b>	<b>5000</b>	<b>530</b>
- davon äq. KWK-Leistung	(1380)			(1910)	(530)
<b>Gas (Öl), gesamt <sup>2)</sup></b>	<b>2165</b>	<b>800</b>	<b>2635</b>	<b>4000</b>	<b>1835</b>
- KOND <sup>3)</sup>	1000	800	1500	1700	700
- KWK	1165	0	1135	2300	1135
- davon KWK > 10 MW	695	0	455	1150	455
- davon KWK < 10 MW	470	0	680	1150	680
<b>Fossil gesamt</b>	<b>6635</b>	<b>2100</b>	<b>4465</b>	<b>9000</b>	<b>2365</b>
<b>Biomasse gesamt</b>	<b>736</b>	<b>50</b>	<b>245</b>	<b>930</b>	<b>195</b>
- Biomasse KWK <sup>4)</sup>	455	0	245	700	245
- Biomasse Nicht-KWK	281	50	0	230	-50
<b>B) Übrige Leistung</b>					
Kernenergie	2850	2850	0	0	-2850
Wind, Fotovoltaik	5326	300	8509	13535	8209
Wasser, Geothermie	867	0	125	992	125
Pumpspeicher	1873	0	0	1873	0
<b>C) Gesamte Leistung</b>					
<b>Ges. Leistung in BaWü</b>	<b>18287</b>	<b>5250</b>	<b>13344</b>	<b>26330</b>	<b>8094</b>
Stromimport, fossil, nukl.	3180	750	0	2430	-750
Stromimport EE	250	0	860	1110	860
<b>Ges. Leistung für BW</b>	<b>21717</b>	<b>6000</b>	<b>14204</b>	<b>29870</b>	<b>8153</b>
KWK-Konzept; 05.10.2014					
1) Neubau Mannheim (GKM9) und Karlsruhe ( RDK8); danach kein weiterer Neubau					
2) beim Bestand ~ 700 MW Öl-Kraftwerke enthalten					
3) Abbau/Stilllegung vorwiegend alte ölgefeuerte Kraftwerke;					
4) Biomasse einschl. Bioabfall, Deponie- und Klärgas; Neubau und Wärmenutzung bestehender Anlagen					

dem bereits abgeschlossenen Neubau von ca. 1,8 GW (GKM9 und RDK8) bis 2022 rund 1,3 GW Altkraftwerke stillgelegt werden müssen, um genügend Spielraum für die effizienteren und CO<sub>2</sub>-ärmeren Gaskraftwerke zu schaffen. Ebenfalls sollten 0,8 GW alte Ölkraftwerke stillgelegt werden. Insofern sind die derzeit zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke in BW (Liste vom 18.9.2014 [5]) in Höhe von 1290 MW (Heilbronn, Mannheim, Walheim, Marbach) ein Schritt in die richtige Richtung. Allerdings sollte in demselben Zeitraum ein **Bruttoneubau von 2 635 MW an Gaskraftwerken** mit einem beträchtlichen KWK-Anteil erfolgen, damit der bereits erwähnte Nettozuwachs von 1 835 GW gewährleistet ist. Ebenfalls wird von



einem Zuwachs an **Biomasse-Anlagen von insgesamt 195 MW** ausgegangen, was unter den Bedingungen des neuen EEG allerdings ebenfalls nicht gewährleistet ist. Auch wird davon ausgegangen, dass die Anspruch genommene Importleistung geringfügig um 100 MW zunimmt bei einem Rückgang des fossilen Anteils um 750 MW und einen Anstieg der EE-Leistung um 860 MW.

Der im KWK-Konzept angestrebte Zubau an gas- und biomassegefeuerter KWK-Leistung von insgesamt 1 380 MW bis 2022 ist unter den gegenwärtig wirksamen Rahmenbedingungen allerdings nicht gewährleistet. Neueste Analysen [6] zeigen vielmehr, dass der KWK-Bestand bestenfalls stagnieren wird, wenn das zur Novellierung anstehende KWKG nicht deutlich verbessert wird. Folgerichtig wird im KWK-Konzept empfohlen, das energiepolitische Augenmerk vorrangig auf eine wirksame Novellierung des KWKG zu richten. Werden dabei gleichzeitig die zukünftig erforderlichen Anpassungen der KWK an eine stärker stromgeführte Fahrweise berücksichtigt (z.B. zusätzliche leistungsbezogene Anreize), so kann es mit einem „neuen“ KWKG gelingen, einen wesentlichen Teil der notwendigen neuen Kraftwerkskapazitäten sicherzustellen. Dann noch möglicherweise verbleibende Defizite bei der Errichtung weiteren neuer Kraftwerkskapazitäten könnten über eine merkliche Verbesserung des Emissionshandels erreicht werden. Damit würden „automatisch“ die Emissionsvorteile von Gas zum Tragen kommen.

#### **D) Schlussfolgerungen und Empfehlungen**

1. Die Stromversorgung BW ist Teil der stark vernetzten deutschen (und europäischen) Stromversorgung. Erhebliche Strommengen werden mit anderen Bundesländern (und den Nachbarstaaten) ausgetauscht; während des größten Teils der letzten Jahrzehnte – und auch derzeit - hat BW im **Saldo zwischen 20 und 30%** seines Stromverbrauchs importiert. Bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch importiert BW derzeit **90%** seiner Energieträger
2. Bei der angestrebten Transformation der Energieversorgung in Richtung großer EE-Anteile bzw. sogar einer vollständigen EE-Versorgung wird die notwendige **Vernetzung** innerhalb Deutschlands und mit den Anrainerstaaten eher **noch zunehmen** müssen. Trotz deutlich steigender dezentraler EE-Bereitstellung (Strom, Wärme) wird mittel- bis langfristig ein erheblicher Anteil des EE-Stroms aus ergiebigeren Standorten importiert werden müssen.<sup>4</sup> Eine **vollständige „Energieautarkie“** des Landes ist – wenn auch theoretisch möglich – **weder ökologisch, noch strukturell und ökonomisch sinnvoll**.
3. Zum Ausgleich der zunehmenden fluktuierenden EE-Stromerzeugung werden **leistungsfähige Netze benötigt**. Für die wachsende dezentrale Erzeugung müssen vorrangig die Verteil- und Mittelspannungsnetze ertüchtigt werden. Effiziente Übertragungsnetze (Hochspannung und einzelne HGÜ-Transportrassen) ermöglichen sowohl den notwendigen großräumigen Ausgleich von EE-Fluktuationen als auch den Transport größerer EE-Strommengen.

---

<sup>4</sup> Da EE-Strom die Hauptquelle einer zukünftigen EE-Versorgung sein wird, dient er mittel- bis langfristig auch zur Substitution importierter fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Im Energieszenario 2050 (80%-ige EE-Gesamtversorgung) sinkt so der **Importanteil** an der gesamten Primärenergie von **derzeit 90% auf 40% im Jahr 2050**. Bei noch höheren EE-Strommengen (100% EE-Versorgung) kann dieser Anteil weiter gesenkt werden.

4. Das Ausmaß zukünftig zu errichtender neuer Stromtransportrassen hängt auch von der räumlichen Verteilung der für die Residuallastdeckung erforderlichen Kraftwerke ab. Je „gleichmäßiger“ diese über die Verbrauchsschwerpunkte verteilt sind, desto geringer und desto später (erst bei höheren EE-Anteilen) kann ihr Zubau ausfallen. Die **Errichtung ausreichender Residuallastkapazitäten im Lande** (Gaskraftwerke, möglichst hoher KWK-Beitrag mit großen dezentralen Anteilen) muss Bestandteil einer effektiven Strategie des EE-Ausbaus sein; ihr sollte daher **höchste Priorität** beigemessen werden (u.a. KWKG-Novellierung; Emissionshandel)
5. „Mäßig“ ausgebaute Transportrassen (im Sinne von Punkt 4) werden auch „Kohlestrom“ transportieren, solange dieser in Deutschland und im umgebenden Ausland erzeugt wird. In der Diskussion um ihre Notwendigkeit sollte einerseits diese Tatsache nicht zur grundsätzlichen Verhinderung des Baues einer Trasse führen. Andererseits muss darauf geachtet werden, dass ein zu großzügiger (oder zu rascher) Ausbau nicht zu einer Verfestigung oder gar Ausweitung der Kohlestromezeugung führt. Dem sollte mit einer klaren Aussage zu einem **mittel- bis langfristigen „Ausstiegspfad für Kohlestrom“** (bis spätestens 2050; KOND zuerst; KWK später) begegnet werden. Der Szenariorahmen für den NEP 2015 [7] sollten dahingehend fortgeschrieben werden.
6. Netze sind die am frühesten umsetzbare und kosteneffizienteste Maßnahme der Integration fluktuierenden EE-Stroms. **Zeitlich parallel** dazu muss der Umbau der Residuallast-Kraftwerke gemäß Punkt 4 erfolgen. **Zeitlich später** aber an Bedeutung zunehmend (und längerfristig unverzichtbar) sind **Speicher** (sowohl dezentral wie zentral), Lastmanagementmaßnahmen beim Verbraucher und eine zunehmende Vernetzung von Strom-, und Wärmesektor. „Power to Heat“ Verfahren und Wärmespeichern erleichtern die Nutzung von EE-Stromüberschüssen, längerfristig werden „Power to Gas“-Verfahren bedeutend.
7. Die Unterstützung des Baus (vorläufig) einer HGÜ-Transporttrasse sollte **Konsens** unter den beteiligten Akteuren sein. Zur Festigung und breiten Unterstützung des Konsens wird empfohlen, parallel dazu
  - die bestehenden **Verteil- und Mittelspannungsnetze** rasch zu ertüchtigen und auch beim bestehenden Übertragungsnetz weitere Möglichkeiten einer Leistungssteigerung zu prüfen;
  - dem angestrebten **KWK-Ausbau** hohe Priorität beizumessen und sich für eine wirksame Novellierung des KWKG einzusetzen. Dazu gehören auch Leistungsbestandteile und die Förderung von Wärmespeichern um Anreize für flexible und effiziente Kapazitäten zu schaffen;
  - darauf hinzuwirken, dass der **Emissionshandel** (wieder) eine deutliche Steuerungswirkung zugunsten der Errichtung von Gaskraftwerken ausübt;
  - in den zukünftigen Szenarien für die deutsche Energieversorgung (z.B. im Szenariorahmen für den NEP2015) auf einen eindeutigen und wirksamen **Ausstiegspfad für die Kohlestromezeugung** hinzuwirken.

## E) Quellen

[1] **UM Baden-Württemberg:** Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Beschlussfassung vom 15. Juli 2014

[2] **Schmidt, M.; Staiß, F.; Nitsch, J.:** „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg.“ Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart Dezember 2011; (sowie aktualisierter Datenanhang vom Juni 2012).

[3] **Kelm, T; Schmidt, M.; Sperber, E.; Nitsch, J. u.a.:** „Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung“ im Auftrag des UM Baden-Württemberg, Stuttgart, Oktober 2014, in Bearbeitung

[4] **DLR/IER:** „Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten.“ Zusammenfassung der Ergebnisse; Stuttgart 18. 09. 2014

[5] **Bundesnetzagentur:** „Kraftwerkstilllegungsliste (KWSAL)“, Stand 18.09.2014

[6] **Prognos/Fraunhofer IFAM/IREES/BHKWConsult:** „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung, sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014.“ Untersuchung im Auftrag des BMWi (Projekt I C 4 -42/13); Berlin 1. Oktober 2014

[7] **NEP 2015:** „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015“; Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 30. April 2014