

Zusammenfassung der energiewirtschaftlichen Gutachten von Prognos und BET

Im Auftrag der
E.ON Kraftwerke GmbH

Fernando Reimann

Berlin, November 2008

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
Henric Petri-Str. 9
CH - 4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
D - 10623 Berlin
Telefon +49 (0)30 520059-200
Telefax +49 (0)30 520059-201

Prognos AG
Wilhelm-Herbst-Straße 5
D - 28359 Bremen
Telefon +49 (0)421 2015-784
Telefax +49 (0)421 2015-789

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
D - 40213 Düsseldorf
Telefon +49 (0)211 887-3131
Telefax +49 (0)211 887-3141

Prognos AG
Rue des Arts 39
B - 1040 Brüssel
Telefon +32 2 51322-27
Telefax +32 2 50277-03

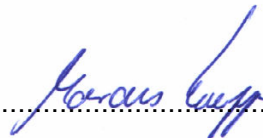
Internet

www.prognos.com

Erstellt durch: Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin

Inhaltliche Bearbeitung:
Fernando Reimann

Projektleitung:
Marcus Koepp
Berlin, den 18. November 2008


.....

Auftraggeber: E.ON Kraftwerke GmbH
Tresckowstraße 5
30457 Hannover

Inhalt	Seite
1 Einleitung	1
2 Wesentliche Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Analysen im Zusammenhang	2
2.1 Energiemix in der deutschen Stromerzeugung	2
2.2 Bedarfsentwicklung und Energieeffizienz	3
2.3 Potenziale von erneuerbaren Energien in Hessen	5
2.4 Stromerzeugung und Gesamtbilanz für Hessen	6
2.5 Auswirkungen eines Kraftwerksneubaus auf den deutschen Kraftwerkspark	9
2.6 Vergleich der CO ₂ -Bilanz des Vorhabens gegenüber der Alternative „GuD“	10
2.7 Netztechnische Bewertungen	11
3 Fazit	13

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Entwicklung des Strombedarfs in Hessen bis zum Jahr 2030	5
Abbildung 2:	Energieeffizienz, erneuerbare Energie und dezentrale KWK in Hessen	6
Abbildung 3:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Hessen bis zum Jahr 2030	7
Abbildung 4:	Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030	8
Tabelle 1:	Effekt auf die CO ₂ -Bilanz Deutschlands durch den Kraftwerksneubau am Standort Staudinger bis zum Jahr 2030	11

1 Einleitung

Die E.ON Kraftwerke GmbH plant die Errichtung eines 1.100 MW Steinkohleblocks (Block VI) für die Erzeugung von Strom und Fernwärme als Erweiterung des Kraftwerkstandorts Staudinger, Großkrotzenburg. Durch Beschluss der Landesregierung vom 24. August 2007 wird für dieses Vorhaben ein Raumordnungsverfahren (ROV) durchgeführt. Vor dem Hintergrund der

- von E.ON Kraftwerke eingereichten Unterlage für das Scopingverfahren im Rahmen des Raumordnungsverfahrens vom Januar 2008 sowie
- vom Regierungspräsidium Darmstadt formulierten Unterrichtung über voraussichtlich beizubringende Unterlagen für das Raumordnungsverfahren sowie Unterlagen zur Prüfung der Umweltverträglichkeit vom April 2008

hat der Vorhabensträger einen Raumordnungsbericht zu erstellen. Dieser beinhaltet unter anderem die energiewirtschaftliche Begründung für das geplante Vorhaben.

Um den Anforderungen für die raumordnerische Prüfung laut Unterrichtung des Regierungspräsidiums Darmstadt gerecht zu werden, sind hierzu folgende Fachgutachten von E.ON Kraftwerke an Prognos und BET in Auftrag gegeben worden:

- **Bewertung der Primärenergieträger zur Stromerzeugung** –
Energiewirtschaftliche Betrachtung von Stein- und Braunkohle, Erdgas, Kernbrennstoffen und Biomasse zur Stromerzeugung
- **Auswirkung eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland**
- **Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien**
mit den Themen
 - Rationelle Energieverwendung,
 - Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Biomasse)
 - Biomaspotenziale für Hessen und Südhessen sowie
 - Stromerzeugungspotenziale aus dezentralen Kraft-Wärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen)
- **Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030**
- **Netztechnische Bewertung des Kraftwerkstandortes Staudinger**

Die Ergebnisse der Fachgutachten fließen in die energiewirtschaftliche Begründung des Vorhabens ein. Die wesentlichen Ergebnisse der fünf Fachgutachten werden im Folgenden in ihrem Zusammenhang dargestellt.

2 Wesentliche Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Analysen im Zusammenhang

2.1 Energiemix in der deutschen Stromerzeugung

Die deutsche Bruttostromerzeugung¹ zeichnet sich heute durch einen Energiemix aus verschiedenen Energieträgern aus. Im Jahr 2007 setzt dieser sich folgendermaßen zusammen: 25 % Braunkohle, 22 % Kernenergie, 23 % Steinkohle, 12 % Gas, 14 % Erneuerbare Energien, 4 % Sonstige (überwiegend Mineralöl, Abfälle und Reststoffe).

Trotz relativ langfristiger Brennstoffverfügbarkeit bestehen für die deutsche Stromerzeugung Risiken für die Versorgung durch die kommende Preisentwicklung. Dies gilt sowohl für alle konventionellen als auch für die erneuerbaren Energieträger. Zu den Risiken zählen insbesondere

- globale Stromverbrauchssteigerungen, die mit der heutigen Stromerzeugung nicht gedeckt werden können,
- temporäre Versorgungsengpässe der Brennstoffe beim Aufbau neuer Förderkapazitäten für Stein- und Braunkohle, Erdgas oder Kernbrennstoffe bzw. bei einer Ausweitung der Biomasseproduktion,
- Preissteigerungen aufgrund
 - der Verknappung der Brennstoffverfügbarkeit bzw. Konzentration auf wenige Förderländer (z.B. bei Erdgas),
 - zukünftiger Klimaschutzmaßnahmen (z.B. für Braun- und Steinkohle), sowie
 - der Nutzungskonkurrenz bei Flächen für Biomasse oder Nahrungsmittelanbau.

¹ Die Bruttostromerzeugung ist die direkt an der Generatorklemme gemessene Stromerzeugung von Kraftwerken und anderen Stromerzeugungsanlagen eines Jahres. Der Eigenverbrauch der Kraftwerke ist noch nicht abgezogen.

Ein diversifizierter Kraftwerkspark mit einem ausgewogenen Energiemix kann auf Preisschwankungen und andere Risiken einzelner Energieträger reagieren und die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit dauerhaft sicherstellen, indem bei Engpässen vermehrt und vorübergehend andere Energieträger genutzt werden.

Unzweifelhaft besteht in Deutschland durch die Vereinbarung zur befristeten Nutzung der Kernenergie mit der damit verbundenen Stilllegung von Kernkraftwerken und die Überalterung konventioneller Kohlekraftwerke ein Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten. Mit erneuerbaren Energien können bis zum Jahr 2030 etwa ein Drittel des gesamten Bruttostrombedarfs² abgedeckt werden, so dass mittelfristig konventionelle Kraftwerke die entstehende Lücke auch bei gleichzeitigem Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung schließen müssen.

Eine einseitige Ausrichtung auf einen oder wenige der verbleibenden Primärenergieträger würde unnötigerweise die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit an die Brennstoffversorgung des deutschen Kraftwerksparks einschränken. Die Berücksichtigung aller verbleibenden Energieträger im Energiemix des deutschen Kraftwerksparks wird zukünftig eine grundlegende Voraussetzung sein, um eine bedarfsgerechte Stromerzeugung kurz- und mittelfristig zu gewährleisten und die Versorgung mit Energie dauerhaft zu sichern.

2.2 Bedarfsentwicklung und Energieeffizienz

Um die Frage der möglichen Einsparungen und damit eines sinkenden Bedarfs an Energie mit zu berücksichtigen, wurde untersucht, wie sich der zukünftige Strombedarf (Endenergie)³ in Deutschland und Hessen bis zum Jahr 2030 entwickeln kann, wenn sämtliche technisch-wirtschaftlichen Potenziale zur Energieeinsparung genutzt werden (vgl. Fachgutachten „Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien“). Die Ergebnisse der Untersuchung sind zudem in die Gesamtstrombilanz für Hessen eingeflossen (vgl. Fachgutachten „Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030“).

² Der Bruttostrombedarf ist die Größe, die den gesamten Strombedarf beschreibt. Sie beinhaltet den Energieeinsatz der Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie den Eigenverbrauch der Kraftwerke, Netz- und Umwandlungsverluste.

³ Als Endenergie bezeichnet man denjenigen Teil der Gesamtenergie, welcher dem Verbraucher nach Abzug von Eigenverbrauch der Kraftwerke, Transport- und Umwandlungsverlusten zur Verfügung steht.

Die Entwicklung des hessischen Strombedarfs folgt bislang in etwa dem bundesweiten Trend und bleibt bei Erschließung moderater Effizienzmaßnahmen relativ stabil (vgl. Abb. 1, Referenzszenario „Ölpreisvariante“⁴). Ohne zusätzliche und sehr ambitionierte Energiesparmaßnahmen, wie sie im Effizienzscenario unterstellt sind, würde der Bruttostrombedarf in Hessen somit nur leicht von 40,4 TWh_{el} im Jahr 2007 bis zum Jahr 2030 auf 39,9 TWh_{el} zurückgehen.

Sowohl in privaten Haushalten als auch im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen kann der Strombedarf (Endenergie) bis zum Jahr 2030 mit sehr ambitionierten Maßnahmen jedoch deutlich gesenkt werden. Die Beispiele reichen von der Vermeidung von Stand-by-Verlusten bei Elektrogeräten über moderne Heizungspumpen bis hin zu hocheffizienten Elektromotoren in der Industrie. Im Verkehrssektor ist eine solche Entwicklung insbesondere aufgrund der Ausweitung des öffentlichen Nahverkehrs sowie der Verlagerung von Gütertransporten auf die Schiene nicht zu erwarten.

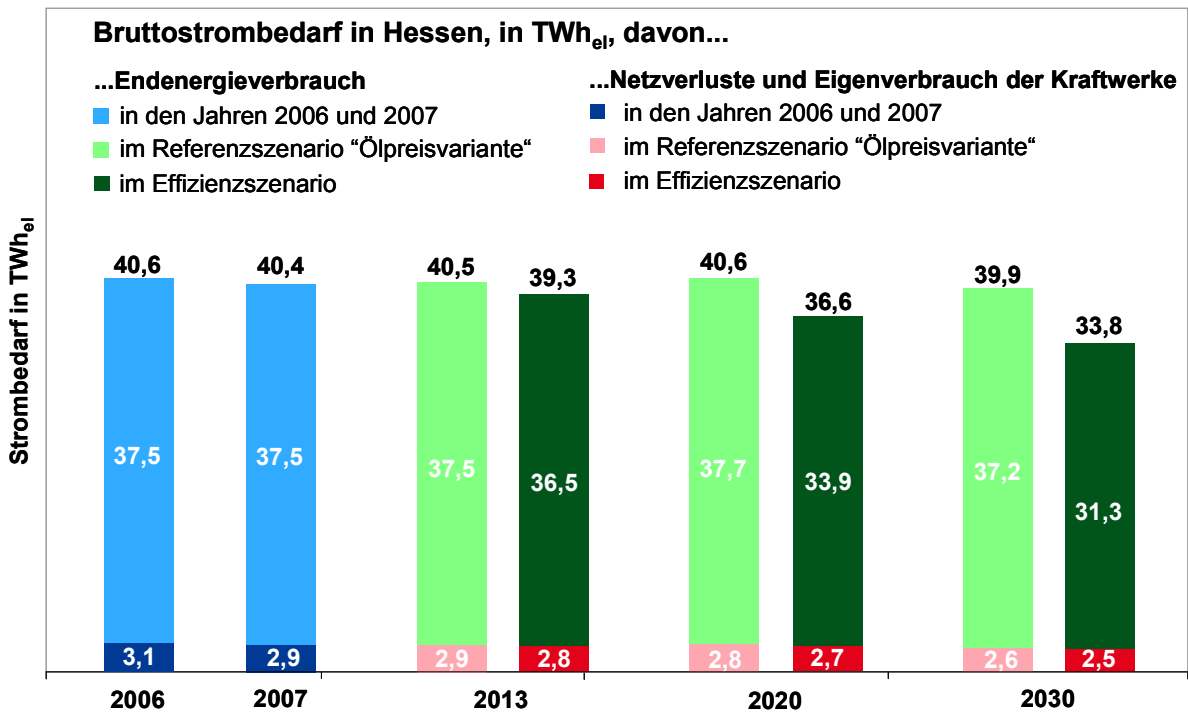
Bei der vollständigen Ausschöpfung der technisch-wirtschaftlichen Effizienzpotenziale⁵ ist eine Senkung des Bruttostrombedarfs in Hessen zwischen den Jahren 2007 und 2030 von 40,4 TWh_{el} um knapp 17 % auf rund 33,8 TWh_{el} möglich (vgl. Abbildung 1, Effizienzscenario).

Bis zum Jahr 2030 könnten somit im Optimalfall 6,6 TWh_{el} weniger Strom durch Effizienzmaßnahmen als im Jahr 2007 zu erzeugen sein, um den hessischen Eigenverbrauch zu decken. Dies setzt allerdings voraus, dass alle Akteure ihre Möglichkeiten voll ausschöpfen.

⁴ Die „Ölpreisvariante“ ist eine Variante der energiewirtschaftlichen Referenzprognose Energiereport IV, die Prognos in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft im Jahr 2006 vorgelegt hat. In der Ölpreisvariante werden die Auswirkungen dauerhaft höherer Ölpreise auf die Energienachfrage in Deutschland ermittelt. Vor dem Hintergrund der aktuellen Ölpreisentwicklung hält Prognos die Ölpreisvariante als die wahrscheinlichere im Vergleich zur Referenzprognose (Energiereport IV), in der niedrigere Ölpreise unterstellt sind.

⁵ Der hier verwendete Begriff „Potenzial“ steht für die Möglichkeit. Dieses Potenzial umfasst für die Stromerzeugung und die Effizienzziele sämtliche sowohl technisch als auch wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen (ggf. mit entsprechender Förderung). Die Größe des Potenzials sagt weder etwas über die tatsächliche Umsetzung aus noch, in welchem Umfang und zu welchem Zeitpunkt diese Möglichkeiten genutzt werden. Es gibt als Maximalabschätzung lediglich die obere Grenze an.

Abbildung 1: Entwicklung des Strombedarfs in Hessen bis zum Jahr 2030



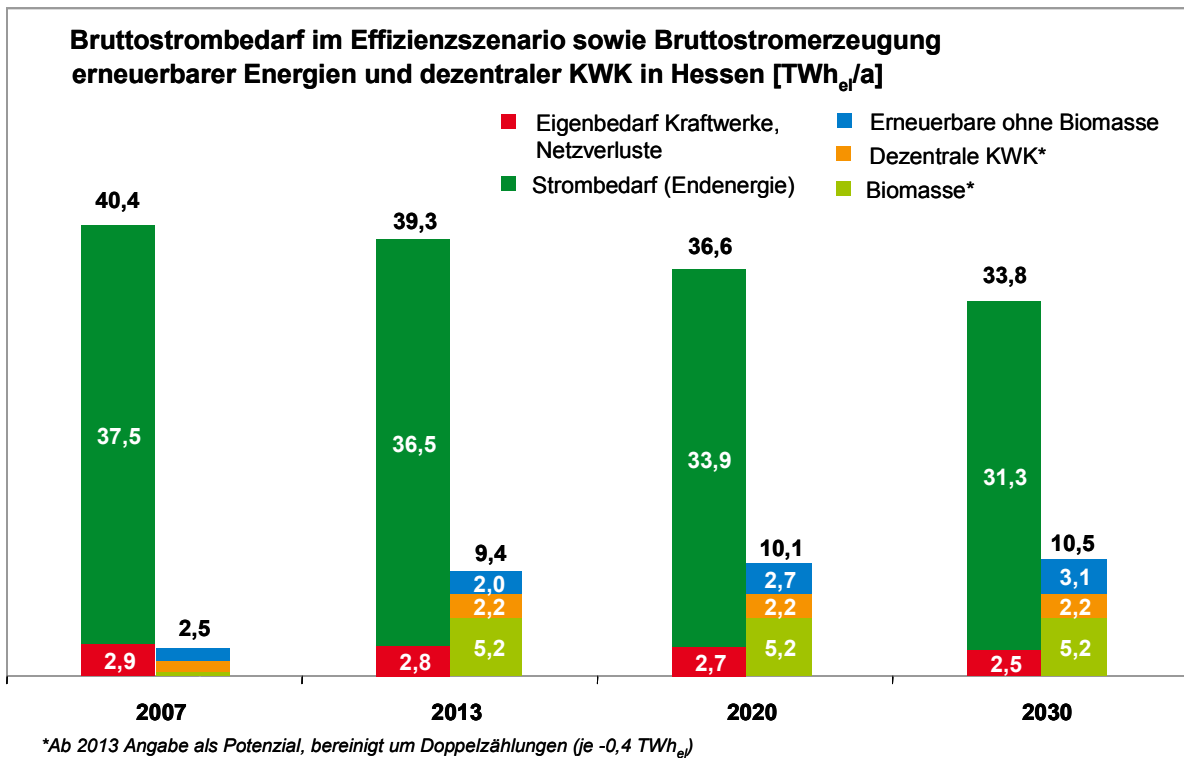
Quelle: Prognos-Gutachten „Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030“

2.3 Potenziale von erneuerbaren Energien in Hessen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in Deutschland in den letzten Jahren bedingt durch die Förderung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) spürbar zugenommen. Diese Entwicklung wird sich auch zukünftig weiter fortsetzen. Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dezentralen KWK-Anlagen⁶ kann in Hessen von 2,5 TWh_{el} im Jahr 2007 bis auf 10,5 TWh_{el} im Jahr 2030 um das rund Vierfache gesteigert werden. Somit könnte man etwa ein Drittel des hessischen Strombedarfs (Endenergie) im Jahr 2030 (31,3 TWh_{el}) mit erneuerbaren Energien decken.

⁶ Die Abgrenzung dezentraler Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen (KWK)-Anlagen von zentralen KWK-Anlagen ist nicht allgemein festgelegt. In den vorliegenden Gutachten zur energiewirtschaftlichen Begründung gelten alle Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung bis 10 Megawatt (MW_{el}) als dezentrale Anlagen.

Abbildung 2: Energieeffizienz, erneuerbare Energie und dezentrale KWK in Hessen



Quelle: Prognos-Gutachten „Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien“

Die Bruttostromerzeugung durch Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik und Geothermie kann von 1,1 TWh_{el} im Jahr 2007 auf rund 3,1 TWh_{el} im Jahr 2030 steigen, also nahezu eine Verdreifachung. Bei der Erzeugung aus Biomasse und in dezentralen KWK-Anlagen ist sogar ein Anstieg um mehr als das Fünffache möglich, und zwar von 1,4 TWh_{el} auf ca. 7,4 TWh_{el}.

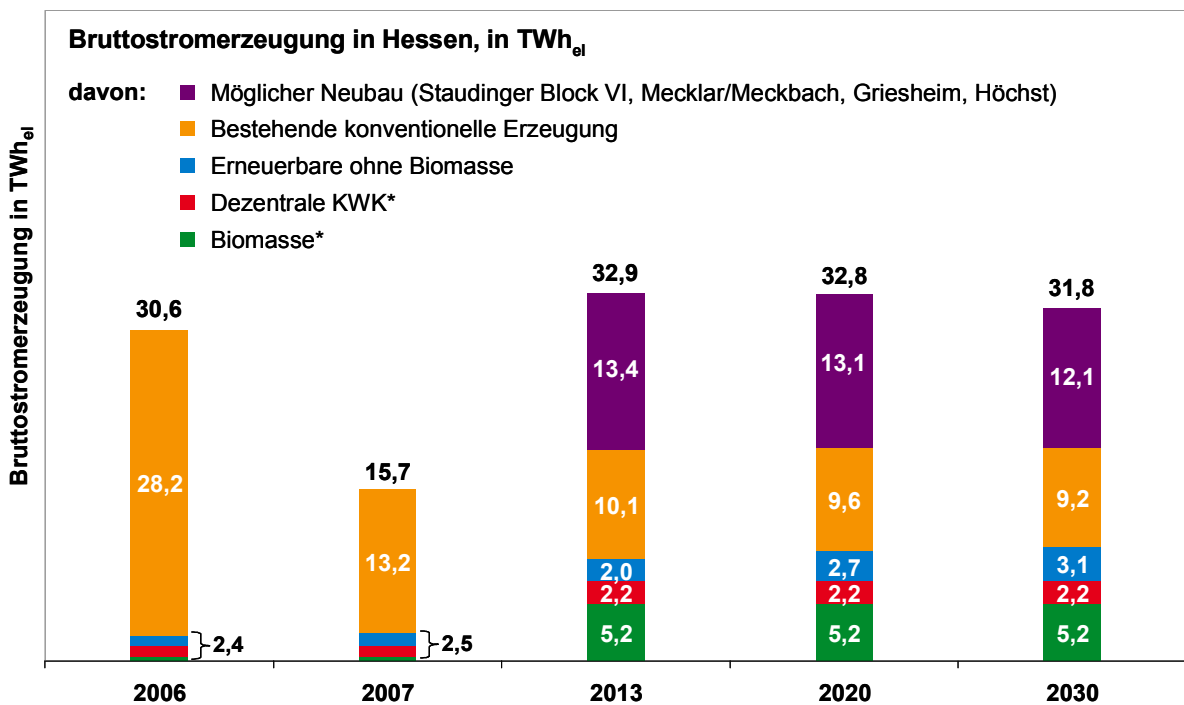
Bis zum Jahr 2030 kann somit im Optimalfall ein Rückgang des jährlichen Stromverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen sowie eine deutliche Steigerung bei der Nutzung erneuerbarer Energien und dezentraler KWK-Anlagen erreicht werden. Der Ausbau der Erneuerbaren und der dezentralen KWK reicht mit 10,5 TWh_{el} im Jahr 2030 allerdings bei weitem nicht aus, um den Strombedarf (Endenergie) Hessens von mindestens 31,3 TWh_{el} zu decken. Bereits das Erreichen von rund einem Drittel ist sehr ambitioniert und setzt die tatsächliche Nutzung aller identifizierten technisch-wirtschaftlichen Potenziale voraus.

2.4 Stromerzeugung und Gesamtbilanz für Hessen

Hessen ist seit mehreren Jahren ein Bundesland, in dem mehr Strom verbraucht als erzeugt wird. Die Bruttostromerzeugung in

Hessen belief sich im Jahr 2007 auf rund 15,7 TWh_{el}⁷. Damit lag sie um annähernd die Hälfte niedriger als noch im Jahr 2006 (30,6 TWh_{el}). Verantwortlich hierfür war der Ausfall der Kernkraftwerksblöcke Biblis A und B, die nahezu über das gesamte Jahr 2007 nicht zur Verfügung standen. Hessen musste somit im Jahr 2006 ca. 25 % (+10 TWh_{el}) und im Jahr 2007 sogar ca. 60 % (+24,7 TWh_{el}) des Bruttostrombedarfs importieren.

Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Hessen bis zum Jahr 2030

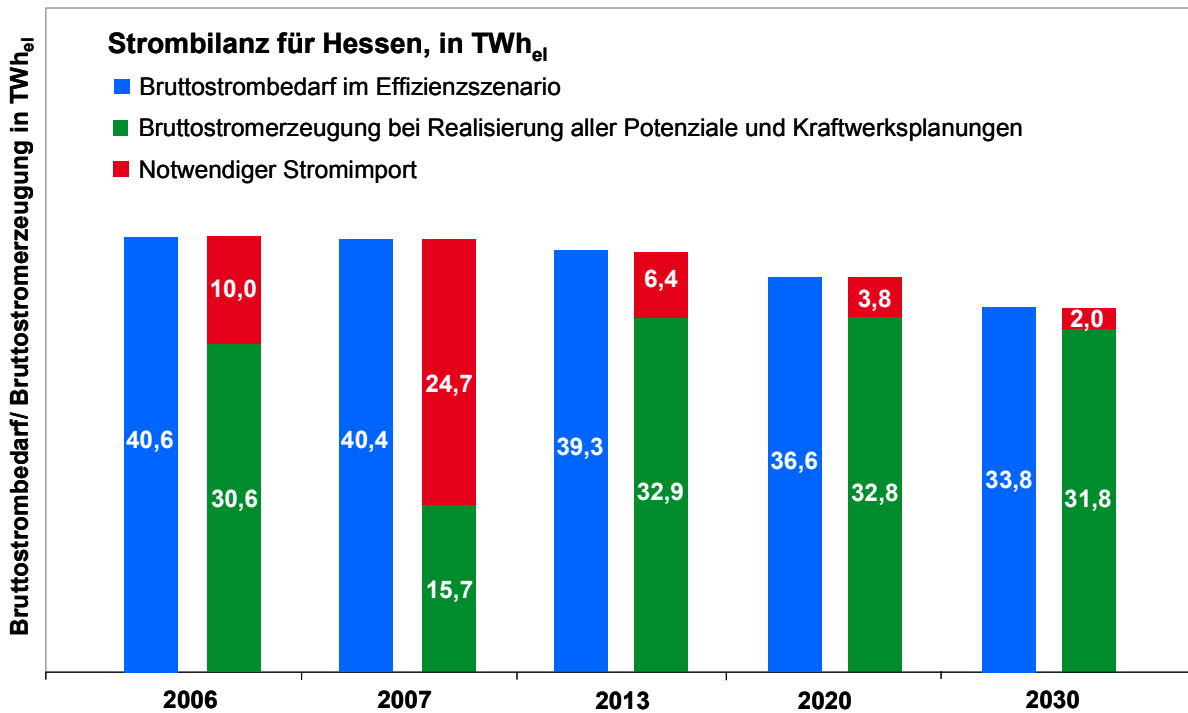


*Ab 2013 Angabe als Potenzial, bereinigt um Doppelzählungen: Je -0,4 TWh_{el}
 Quelle: Prognos-Gutachten „Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030“

Durch die Realisierung heute bekannter Kraftwerksplanungen könnten im Jahr 2013 zusätzlich 13,4 TWh_{el} Strom in Hessen erzeugt werden, rund 55 % davon in dem geplanten Block VI am Standort Staudinger. Mit dem zusätzlich möglichen Ausbau erneuerbarer Energien könnten somit im Jahr 2030 unter optimalen Voraussetzungen 31,8 TWh_{el} in Hessen erzeugt werden. Dem gegenüber steht für das Jahr 2030 auch bei der Umsetzung ehrgeiziger Energiesparmaßnahmen ein Bruttostrombedarf in Hessen von etwa 33,8 TWh_{el}.

⁷ Die Bruttostromerzeugung ist von Prognos für das Jahr 2007 auf der Basis der vorläufigen Zahlen des statistischen Landesamtes in Hessen für 2007 berechnet worden.

Abbildung 4: Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030



Quelle: Prognos-Gutachten „Strombilanz für Hessen bis zum Jahr 2030“

Mit der Realisierung

- sämtlicher geplanter Kraftwerksneubauten,
- eines sinkenden Energieverbrauches durch Nutzung von Effizienzmaßnahmen sowie
- eines deutlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien

kann für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch der notwendige Stromimport für das Land Hessen bis zum Jahr 2030 somit deutlich verringert werden. Mit dem Verzicht auf die Realisierung auch nur eines geplanten konventionellen Kraftwerks oder des Ausbaus der regenerativen Energieerzeugung wäre Hessen dauerhaft und in noch stärkerem Maße von Stromimporten abhängig.

Darüber hinaus gäbe es unmittelbare Auswirkungen auf die Entwicklung des deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Jedes nicht realisierte Großkraftwerksprojekt in der Mitte und im Süden Deutschlands würde den zusätzlichen Netzausbaubedarf auf Hoch- und Höchstspannungsebene verstärken, da das existierende Übertragungsnetz effizient für verbrauchsnahe Erzeugung konzipiert wurde.

2.5 Auswirkungen eines Kraftwerksneubaus auf den deutschen Kraftwerkspark

Die Auswirkungen von Kraftwerksneubauten auf den deutschen Kraftwerkspark sind eng an die Marktmechanismen der Stromerzeugung geknüpft. Die zu erwartende Einsatzzeit eines Kraftwerksneubaus hängt maßgeblich mit der Einordnung des Neubaus in die so genannte Merit Order zusammen.⁸ Um Aussagen über die Wirkung neuer Anlagen auf den bestehenden Kraftwerkspark hinsichtlich der Verdrängung von alten Kraftwerken durch neue zu betrachten, ist von Prognos dieser Mechanismus analysiert worden (vgl. Gutachten „Auswirkung eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland“).

Das zentrale Ergebnis ist: Neue Steinkohlekraftwerke verdrängen auch langfristig in erheblichem Maße alte Braun- und Steinkohlekraftwerke. Neue Erdgaskraftwerke (GuD) verdrängen hingegen alte Erdgaskraftwerke aus dem deutschen Kraftwerkspark und keine Kohlekraftwerke.

Ein wesentlicher Grund hierfür liegt in den wirtschaftlichen und technischen Einsatzkriterien für Kraftwerke, die insbesondere durch unterschiedlich anfallende kurzfristige Grenzkosten⁹ bestimmt werden. Kraftwerke mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten wie beispielsweise Kernkraftwerke oder Braunkohleanlagen werden dementsprechend häufiger zur Stromerzeugung im Grundlastbereich¹⁰ eingesetzt als Kraftwerke mit hohen Grenzkosten wie zum Beispiel Erdgaskraftwerke oder Pumpspeichieranlagen, die im Bereich der Spitzenlast produzieren. Steinkohlekraftwerke laufen in der Regel im hohen bis mittleren Volllaststundenbereich, in der so genannten oberen Mittellast.

Neue Kraftwerke, die die kostenintensiven Brennstoffe besser ausnutzen, verdrängen ineffizientere Kraftwerke in ihrem jeweiligen Lastbereich. Das geplante Steinkohlekraftwerk mit 1.100 MW

⁸ Als Merit Order bezeichnet man an der Strombörse die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese setzt sich aus am Vortag abgegebenen stündlichen Preis-Mengen-Geboten der Stromanbieter zusammen. Die Kraftwerke erhalten beginnend mit dem niedrigsten Preis von der Börse einen Zuschlag bis die prognostizierte Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.

⁹ Die kurzfristigen Grenzkosten umfassen all jene Kosten, die durch die Erzeugung der nächsten Einheit Strom verursacht werden. Hierzu zählen ausschließlich die variablen Kostenkomponenten Brennstoffkosten, variable Betriebskosten (bspw. Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe) sowie CO₂-Kosten.

¹⁰ Grundlast, Mittellast und Spitzenlast erklären Lastbereiche für die Stromerzeugung, in denen Anlagen aufgrund ihrer Kosten typischerweise eingesetzt werden. Da der Strombedarf (Endenergie) im Tagesverlauf und auch saisonal deutlichen Schwankungen unterliegt, werden je nach Bedarf mehr oder weniger Kraftwerke eingesetzt. Den Grundbedarf (Grundlast) decken die kostengünstigsten Kraftwerke, für den mittleren Bedarf (Mittellast) und die Bedarfsspitzen (Spitzenlast) werden auch Kraftwerke mit höheren Kosten benötigt und eingesetzt.

installierter Leistung wird aufgrund seiner vergleichsweise niedrigeren Grenzkosten mit rund 7.000 Volllaststunden deutlich höhere Volllaststunden pro Jahr erzielen als die Alternative „GuD“ mit rund 3.400 Volllaststunden. Es reiht sich im deutschen Kraftwerkspark gegenüber der in der Spitzenlast betriebenen Alternative „GuD“ im Grundlastbereich ein.

Die Alternative „GuD“ würde im Jahr 2030 unter den in den Fachgutachten genannten Rahmenbedingungen im Wesentlichen dazu eingesetzt werden, die steigende Windleistung im Stromnetz bei windarmen Wetterlagen abzusichern. Ein GuD-Kraftwerk würde in seiner Betriebslaufzeit keine Kohlekraftwerke aus dem deutschen Kraftwerkspark, sondern lediglich ineffizientere Erdgasanlagen aus dem Spitzenlastbereich verdrängen können. Der Betrieb eines neuen Steinkohlekraftwerkes verdrängt hingegen ineffizientere Kohlekraftwerke aus dem Mittellastbereich.

2.6 Vergleich der CO₂-Bilanz des Vorhabens gegenüber der Alternative „GuD“

Nach dem Klimaschutzkonzept Hessen 2012 hat sich das Bundesland Hessen zum Ziel gesetzt, den Energiebedarf möglichst preisgünstig zu decken und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei sollen Energiegewinnung, -verteilung und -nutzung möglichst Ressourcen schonend und Klima verträglich erfolgen.

Die Auswirkungen von Kraftwerksneubauten auf die Emissionsbilanz hängen stark von den Marktmechanismen der Stromerzeugung ab. Aufgrund der dargestellten Zusammenhänge zur Einsatzreihenfolge (Merit Order) im deutschen Kraftwerkspark wird das Vorhaben zum Inbetriebnahmezeitpunkt im Jahr 2013 insbesondere ineffizientere Braun- und Steinkohlekraftwerke mit höherem CO₂-Ausstoß verdrängen. Da diese bei gleicher Stromerzeugung deutlich mehr CO₂ emittieren, lassen sich durch das Vorhaben etwa 1,4 Mio. Tonnen CO₂ einsparen. Die mit Erdgas betriebene Alternative „GuD“ emittiert zwar im Vergleich zum Vorhaben weniger CO₂, sie spart allerdings wegen der geringeren Einsatzzeit und der ausschließlichen Verdrängung ineffizienterer Erdgasanlagen in Summe lediglich 0,4 Mio. Tonnen CO₂ ein.

Bis zum Jahr 2030 verringert sich die jährliche Einsparung des Vorhabens von 1,4 Mio. auf 0,6 Mio. Tonnen CO₂, da es durch den Bau zusätzlicher neuer Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten zur weiteren Verdrängung von ineffizienten Kraftwerken im Mittellastbereich kommt. Bei der Alternative „GuD“ sinkt die Einsparung aus den gleichen Gründen von jährlich 0,4 Mio. auf 0,1 Mio. Tonnen CO₂ im selben Zeitraum.

Tabelle 1: Effekt auf die CO₂-Bilanz Deutschlands durch den Kraftwerksneubau am Standort Staudinger bis zum Jahr 2030

Steinkohlenvariante									
	Staudinger Block VI		Anteilig verdrängte Erzeugung			Jahrewirkungsgrad verdrängte Erzeugung			CO ₂ -Bilanz
	Volllaststunden	Jahreswirkungsgrad	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	insgesamt
	h	%	%	%	%	%	%	%	Mio. Tonnen
2013	7.040	45,0%	25,8%	66,4%	7,8%	34,0%	37,1%	54,0%	-1,38
2015	6.990	45,0%	24,5%	68,5%	7,0%	34,3%	37,5%	54,3%	-1,31
2020	6.810	44,8%	25,1%	69,3%	5,6%	35,5%	39,2%	54,4%	-1,04
2025	6.430	44,3%	27,3%	69,9%	2,8%	36,4%	40,2%	55,1%	-0,90
2030	5.950	44,0%	28,5%	71,5%	0,0%	39,5%	41,5%	55,0%	-0,62

Erdgasvariante									
	Staudinger Block VI		Anteilig verdrängte Erzeugung			Jahrewirkungsgrad verdrängte Erzeugung			CO ₂ -Bilanz
	Volllaststunden	Jahreswirkungsgrad	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	insgesamt
	h	%	%	%	%	%	%	%	Mio. Tonnen
2013	3.580	54,5%	0,0%	0,0%	100,0%	33,0%	34,1%	43,0%	-0,39
2015	3.610	54,5%	0,0%	0,0%	100,0%	34,0%	35,6%	44,5%	-0,33
2020	3.420	53,8%	0,0%	0,0%	100,0%	34,5%	36,6%	48,2%	-0,16
2025	3.200	53,4%	0,0%	0,0%	100,0%	35,3%	37,8%	48,1%	-0,15
2030	2.820	53,1%	0,0%	0,0%	100,0%	37,2%	40,2%	48,0%	-0,13

Quelle: Gutachten „Auswirkung eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland“

Geht also das Vorhaben im Jahr 2013 in Betrieb, wird es in Summe über die gesamte Laufzeit deutlich mehr CO₂ vermeiden als die Alternative „GuD“. Ein modernes Steinkohlekraftwerk ist somit aufgrund der Marktmechanismen klimafreundlicher als ein GuD-Kraftwerk. Bei einem Verzicht auf den Neubau von Kohlekraftwerken kann davon ausgegangen werden, dass die bestehenden alten Kraftwerke mit den spezifisch höheren CO₂-Emissionen wesentlich länger am Netz bleiben und in Summe das Klima stärker belasten.

2.7 Netztechnische Bewertungen

Innerhalb des deutschen Kraftwerksparks stehen erhebliche Strukturveränderungen an. Diese werden insbesondere durch die Nutzung regenerativen Stroms aus On- und Offshore-Windkraftanlagen, der Überalterung bestehender konventioneller Großkraftwerke sowie durch die Vereinbarung zur befristeten Nutzung der Kernenergie ausgelöst.

Das existierende Höchstspannungsnetz wurde für eine verbrauchsnahe Stromerzeugung konzipiert. Die Strukturveränderungen im deutschen Kraftwerkspark haben somit ebenfalls weit reichende Konsequenzen für das deutsche Stromnetz, da sich –

hauptsächlich durch den Ausbau von On- und Offshore-Windkraftanlagen sowie durch die vermehrte Planung von küstennahen konventionellen Großkraftwerken – ein erheblicher Anteil der deutschen Stromerzeugung in den Norden Deutschlands verlagert.

Gerade in den Küstengebieten stoßen die Übertragungsnetze durch Windstrom bereits heute an ihre Kapazitätsgrenzen. Zunehmend treten Situationen auf, in denen die Hochspannungsnetze vollständig ausgelastet sind, so dass weiterer Strom aus Windenergieanlagen nicht mehr aufgenommen werden kann. Die Planung weiterer Erzeugungsanlagen erfordert nicht nur in dieser Region einen massiven Netzausbau für den Abtransport des Stroms zu den Verbrauchsschwerpunkten in der Mitte und im Süden Deutschlands.

Nach der dena-Netzstudie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und offshore bis zum Jahr 2020“ steigt die durchschnittlich eingespeiste Windenergie von 23,5 TWh_{el}/a im Jahr 2003 auf 77,2 TWh_{el}/a im Jahr 2015. Demzufolge ist für Deutschland für einen sicheren Stromtransport bis zum Jahr 2015 alleine für das Höchstspannungsnetz eine Erweiterung um 870 km erforderlich. Dies bedeutet eine erhebliche Rauminanspruchnahme durch windbedingten Netzausbau. Mit der nach dem Kernenergiekonsens bevorstehenden Stilllegung von Biblis A und B bricht in Hessen ein erheblicher Teil der Grundlasterzeugung weg (rund 17 TWh_{el}). Falls keine Grundlastkraftwerke als Ersatz in Betrieb genommen werden, müsste dieser Anteil vollständig durch Stromimporte ersetzt werden, was einen zusätzlichen Netzausbaubedarf zur Folge hätte. Die Realisierung geplanter Großkraftwerke in Mittel- und Süddeutschland würde somit die ohnehin schon große Rauminanspruchnahme durch Leitungsvorhaben deutlich entlasten.

Für Bauvorhaben von Höchstspannungsnetzen sind in Deutschland umfangreiche Prozeduren im Bereich der Planung und Genehmigung gesetzlich vorgeschrieben. Trotz angekündigter Beschleunigungsabsichten der öffentlichen Hand ist insbesondere bei langen Trassen, welche Grenzen regionaler Zuständigkeiten queren, mit Gesamtzeiträumen von sieben bis zehn Jahren zu rechnen. Die Genehmigung und der Bau von Höchstspannungsleitungen weisen also in der Regel einen höheren Zeitbedarf auf als die die von konventionellen Kraftwerken, was die Kompensation der hessischen Stromdeckungslücke zusätzlich beeinträchtigt.

Netzanschlusspunkte für Großkraftwerke stellen hohe technische Anforderungen, sind nur begrenzt existent und sollten daher – wenn bereits vorhanden – auch genutzt werden. Der Netzknoten Großkrotzenburg ist für den Anschluss eines 1.050-MW-Blockes bereits heute geeignet. Somit wäre es volkswirtschaftlich sinnvoll, den vorhandenen Netzknoten Großkrotzenburg weiter für ein Großkraftwerk wie den geplanten Block 6 zu nutzen.

3 Fazit

Die Energieversorgung in Deutschland muss nach Energiewirtschaftsgesetz insbesondere dem Zieldreieck entsprechen, den bisherigen hohen Standard der Versorgungssicherheit, eine umweltgerechte Erzeugung sowie eine wirtschaftliche Energieerzeugung zu gewährleisten. Diese hohen Anforderungen müssen ungeachtet veränderter Rahmenbedingungen für den Energiebedarf sowie für die Energieerzeugung erfüllt werden. Dementsprechend steht auch das Bundesland Hessen in der Verantwortung, diese energiepolitischen Ziele nachhaltig zu erreichen.

Mit dem Bau eines Steinkohleblocks in der Art und Dimension wie am Standort Staudinger geplant kann für die Einhaltung dieser Ziele ein hoher Beitrag geleistet werden. Dies gilt besonders in Anbetracht folgender Ergebnisse aus den o. a. Fachgutachten:

- Es besteht ein erheblicher Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten durch die Stilllegung von Kernkraftwerken und die Überalterung bestehender konventioneller Kohlekraftwerke.
- Eine einseitige Ausrichtung auf einen oder wenige verbleibende Primärenergieträger würde die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit an die Brennstoffversorgung des deutschen Kraftwerksparks einschränken.
- Um Hessens Stromimporte möglichst gering zu halten, sind bis zum Jahr 2030 sowohl neue Stromerzeugungskapazitäten aufzubauen als auch Energiesparmaßnahmen zu realisieren.
- Bei der optimalen Ausschöpfung aller technisch-wirtschaftlichen Effizienzpotenziale ist eine Senkung des Bruttostrombedarfs in Hessen bis zum Jahr 2030 um knapp 17 % möglich.
- Durch den engagierten Ausbau und die Förderung erneuerbarer Energien können in Hessen bis zum Jahr 2030 bei gleichzeitiger Ausschöpfung aller technisch-wirtschaftlichen Effizienzpotenziale rund ein Drittel des gesamten Bruttostrombedarfs durch Erneuerbare abgedeckt werden.
- Den restlichen Strombedarf müssen weiterhin bestehende und neu zu errichtende konventionelle Kraftwerke decken.
- Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde der Vorrang der erneuerbaren Energien bei der Stromeinspeisung gesetzlich festgelegt. Somit muss der gesamte erneuerbar erzeugte Strom von den Netzbetreibern abgenommen werden, bevor konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen dürfen.
- Aus den oben genannten Gründen geht hervor, dass bestehende und geplante konventionelle Energieerzeugung keine

Verdrängungsmechanismen hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien auslöst.

- Die Modernisierung von Kraftwerksstandorten an vorhandenen Netzknoten in Mittel- und Süddeutschland entlastet deutlich den ohnehin schon hohen Bedarf an zusätzlichen Leitungsbauvorhaben im Höchstspannungsübertragungsnetz, der durch den Ausbau der on- und offshore Windkraft sowie den Kernenergiekonsens erforderlich wird.
- Ein mit Erdgas betriebenes GuD-Kraftwerk würde in seiner Betriebslaufzeit aufgrund vorhandener Marktmechanismen keine Kohlekraftwerke aus dem deutschen Kraftwerkspark verdrängen können, weshalb in Summe über die gesamte Laufzeit durch ein modernes Steinkohlekraftwerk deutlich mehr CO₂-Ausstoß vermieden wird als mit einem GuD-Kraftwerk.