

Endbericht

Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energie- wende

Auftraggeber

Verein der Kohlenimporteure e.V.

Jens Hobohm
Eva-Maria Klotz
Frank Peter
Marco Wunsch

Berlin, 07. November 2012

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.

Arbeitssprachen

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 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Nymphenburger Straße 14

D - 80335 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Straße 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Avenue des Arts 39

B - 1040 Brüssel

Telefon +32 2 51322-27

Telefax +32 2 50277-03

Prognos AG

Friedrichstraße 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 490 39-745

Telefax +49 711 490 39-640

Internet

www.prognos.com

Inhalt

Abbildungen und Tabellen	III
1 Zusammenfassung	1
2 Hintergrund und Aufgabenstellung	2
3 Heutige Bedeutung thermischer Kraftwerke für die Energieversorgung und energiepolitische Ziele	3
3.1 Struktur der heutigen Stromerzeugung	3
3.2 Energiepolitische Ziele für die deutsche Stromerzeugung	4
3.3 Bereitstellung von Systemdienstleistungen als Baustein der Versorgungssicherheit	5
3.4 Zusammenfassende Bewertung	6
4 Strommarktdesign	7
4.1 Status-quo	7
4.2 Zukünftige Strompreisbildung	11
4.3 Zusammenfassung	15
5 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen und Versorgungssicherheit bis 2050	16
5.1 Ausbau erneuerbarer Energien	17
5.2 Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland	18
5.3 Entwicklung der Jahreshöchstlast	19
5.4 Beitrag von Lastmanagement, Speichern und Interkonnektoren zur Versorgungssicherheit	21
5.4.1 Lastmanagement	21
5.4.2 Speicherung innerhalb von Deutschland	21
5.4.3 Interkonnektoren	22
5.5 Künftige Leistungsbilanz	23
5.6 Statische Leistungsbilanz des heutigen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050	24
6 Neubau versus Modernisierung – ein Systemvergleich	26
6.1 Szenariendefinition: Neubau versus Modernisierung	26
6.2 Modellergebnisse: Kraftwerksstruktur und Stromerzeugung	26
6.3 Vollkosten der Stromerzeugung	30
7 Fazit	34
8 Anhang: Glossar	35
9 Literaturverzeichnis	39

Abbildungen

Abbildung 1:	Stromerzeugungsstruktur in Deutschland 2005-2011	3
Abbildung 2:	Preisbildung entsprechend der Merit-Order-Kurve	8
Abbildung 3:	Merit-Order-Effekt	10
Abbildung 4:	Merit-Order bei flexibler Nachfrage	12
Abbildung 5:	Merit-Order im Falle fehlender Markträumung	13
Abbildung 6:	Optionen zur Integration volatiler Erzeugung	16
Abbildung 7:	Ausbaupfad erneuerbare Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050	17
Abbildung 8:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050	19
Abbildung 9:	Last in den deutschen Nachbarländern im Moment der Höchstlast in Deutschland 2011	22
Abbildung 10:	Entwicklung der Differenz zwischen gesicherter Nettoerzeugungsleistung und der Jahreshöchstlast bis zum Jahr 2050 in GW	25
Abbildung 11:	Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne erneuerbare Energien) bis zum Jahr 2050, im Szenario Neubau (oben) und im Szenario Retrofit (unten) in GW	27
Abbildung 12:	Entwicklung der Nettostromerzeugung (ohne erneuerbare Energien) bis zum Jahr 2050 im Szenario Neubau (oben) und im Szenario Retrofit (unten) in TWh	29
Abbildung 13:	Nominale Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 in Mrd. Euro	30
Abbildung 14:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 in Mio. t (ohne Vorkette)	31
Abbildung 15:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung in neuen Kraftwerken mit und ohne Vorkette	32
Abbildung 16:	Entwicklung des CO ₂ -Zertifikatepreises bis zum Jahr 2050	33
Abbildung 17:	Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas und Kraftwerkskohle bis zum Jahr 2050	33

Tabellen

Tabelle 1:	Energiepolitische Ziele der Bundesregierung im Strombereich	4
Tabelle 2:	Gesicherte Leistung erneuerbarer Kraftwerkstypen	18
Tabelle 3:	Gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien in GW	18
Tabelle 4:	Bruttostromverbrauch und Jahreshöchstwert des Stromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050	20
Tabelle 5:	Bedarf und Bereitstellung der gesicherten Erzeugungsleistung bis zum Jahr 2050 in GW	23

1 Zusammenfassung

Die Prognos AG erhielt im März 2012 vom Verein der Kohlenimporteure e.V. den Auftrag, eine **Expertise zur Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende** zu erstellen.

Die zentralen **Ergebnisse**:

- **Thermische Kraftwerke** werden auch langfristig für die Gewährleistung der **Versorgungssicherheit** eine wichtige Rolle einnehmen.
- Im Jahr **2020 werden thermische Kraftwerke** unter Beachtung des Ausbaus von erneuerbaren Energien, der Nachfrageflexibilität und von Speichern sowie der internationalen Netzeinbindung in Spitzenlastzeiten mit mindestens 59 GW **fast drei Viertel der gesicherten Leistung abdecken müssen**. Mittelfristig (2030) sinkt der Bedarf an gesicherter thermischer Kraftwerkleistung nur leicht auf 52 GW. Auch im Jahr **2050** werden noch mindestens 46 GW gesicherte thermische Kraftwerksleistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sein. Thermische Kraftwerke stellen auch dann noch weit **über die Hälfte** der gesicherten Leistung.
- Im **Vergleich der Szenarien führt ein Strommarktdesign**, das lebensdauerverlängernde Maßnahmen bei **Bestandskraftwerken** wirtschaftlich ermöglicht, zu **volkswirtschaftlichen Vorteilen gegenüber einem Stromversorgungssystem, welches stärker auf den Neubau** von thermischen Kraftwerken ausgerichtet ist.
- Die Vollkosten des konventionellen Stromerzeugungssystems liegen bei der verstärkten Nutzung von **Bestandskraftwerken** im Zeitraum bis zum Jahr 2020 insgesamt um über 4 Milliarden Euro, bis 2030 um etwa 11 Milliarden Euro und bis 2050 insgesamt sogar um etwa **24 Milliarden Euro niedriger** als in einem Szenario, welches auf Neubau, vor allem von Gasturbinen, setzt.
- Die **CO₂-Emissionen** liegen durch die verstärkte Nutzung von Bestandskraftwerken bis 2050 im Mittel **pro Jahr etwa 6,5 Millionen Tonnen höher** als in einem auf Neubau setzenden Szenario.
- Die **Finanzierung von Retrofits** kann durch das Zulassen von **Knappheitspreisen** erfolgen oder alternativ durch einen für Altanlagen offenen und diskriminierungsfreien **Kapazitätsmechanismus**.
- Kurz- und mittelfristig drohen aufgrund der jetzigen Strommarktpreise **Stilllegungen** von Bestandskraftwerken, die langfristig voraussichtlich noch benötigt werden.

2 Hintergrund und Aufgabenstellung

(1) Die Prognos AG erhielt im März 2012 vom Verein der Kohlenimporteure e.V., Hamburg, den Auftrag, eine **Expertise zur Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende** zu erstellen. Thermische Kraftwerke sind hoch verfügbar. Sie haben den Vorteil, dass sie ihre installierte Leistung zu etwa 90 % sicher bereitstellen können, da der Brennstoff speicherbar ist. Demgegenüber können volatile Energieerzeuger nur einen sehr kleinen Beitrag zur Leistungsabsicherung liefern. Die Herausforderungen, die sich im Rahmen der Energiewende daraus ergeben, können im Wesentlichen in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Langfristige Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung,
- Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz (inkl. Umgang mit Überspeisungssituationen) und
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Welche Optionen hierfür zur Verfügung stehen und wie sie zu bewerten sind, wird in der vorliegenden Expertise analysiert.

(2) Insbesondere die Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung steht derzeit in der Diskussion. Es stellt sich die Frage, welche ökonomisch und energiewirtschaftlich sinnvollen Eingriffsmöglichkeiten existieren, mit denen – auch in Zeiten von schwindenden Volllaststunden für den Kraftwerksbestand – die erforderliche Leistung im System bereitgestellt wird, um auch in Zeiten der Flaute und bei Dunkelheit, wenn keine Leistung aus fluktuierenden Energiequellen zur Verfügung steht, eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

In diesem Zusammenhang werden auch **nachhaltige Marktinstrumente** diskutiert, die eine Deckung des Kapazitätsbedarfs sicherstellen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der weiteren Kernkraftwerks-Stilllegungen bedeutsam. Derartige Kapazitätsmechanismen können sowohl als Preisinstrumente (Peak-Load-Pricing) als auch als Mengeninstrumente (Kapazitätsauktionen, Optionsmärkte für Kapazitäten, Investitionsprämien etc.) ausgestaltet sein. Die Notwendigkeit solcher Mechanismen und ihre Kompatibilität mit dem europäischen Strommarkt werden derzeit diskutiert.

(3) Die vorliegende Expertise richtet den Blick auf die thermischen **Bestandskraftwerke** und beantwortet die **Frage**, welche Bedeutung sie für die Versorgungssicherheit haben und welche Rolle sie bei der Energiewende einnehmen können.

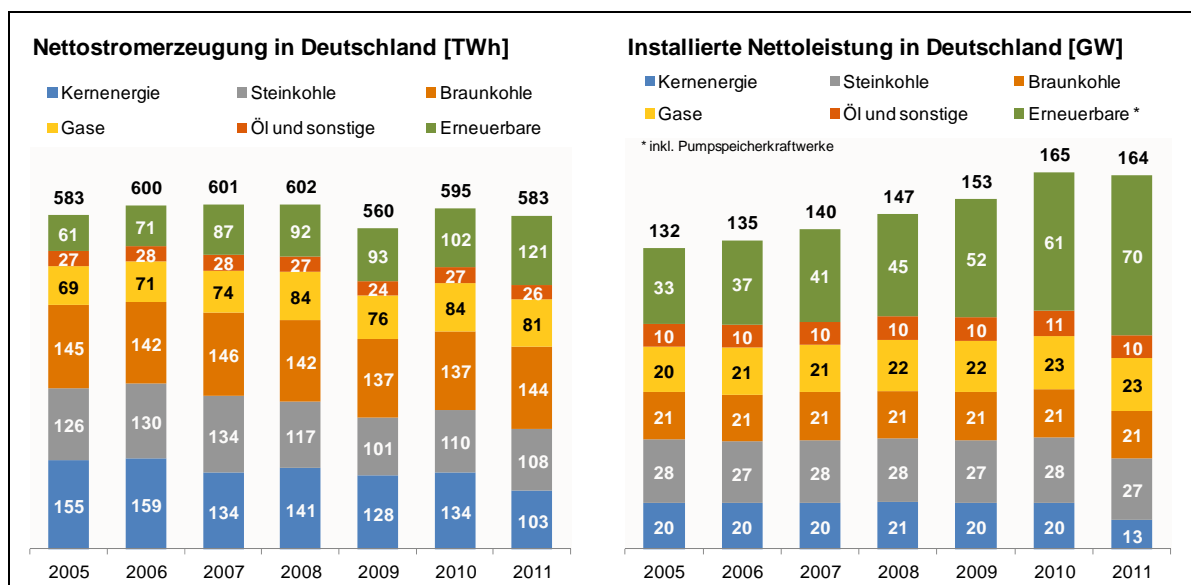
3 Heutige Bedeutung thermischer Kraftwerke für die Energieversorgung und energiepolitische Ziele

3.1 Struktur der heutigen Stromerzeugung

(1) Die Stromerzeugung und -einspeisung aus erneuerbaren Energien hat in Deutschland Vorrang vor der konventionellen Stromerzeugung. Dies führt dazu, dass **konventionelle Kraftwerke** im Lastfolgebetrieb den nach der EE-Einspeisung noch **verbleibenden Strombedarf** decken.

(2) Bedingt durch den **Ausbau der erneuerbaren Energien** und die politisch bedingte vorzeitige Abschaltung der älteren Kernkraftwerke im Jahr 2011 hat sich die Stromerzeugungsstruktur in den letzten Jahren bereits stark geändert. Der Anteil der Kernenergie an der Nettostromerzeugung ist seit 2005 von knapp 27 % auf 18 % im Jahr 2011 gesunken. Die Erzeugung der erneuerbaren Energien hat sich hingegen im selben Zeitraum von 10 % auf 21 % in etwa verdoppelt. Die Erzeugung der Braunkohlekraftwerke war in diesem Zeitraum nahezu konstant, die Erzeugung aus Steinkohle ging um etwa 14 % zurück.

Abbildung 1: Stromerzeugungsstruktur in Deutschland 2005-2011



Quelle: BMWi 2012, UBA 2012, Prognos AG

3.2 Energiepolitische Ziele für die deutsche Stromerzeugung

(1) Die folgende Tabelle zeigt die wesentlichen **quantifizierten energiepolitischen Ziele** der Bundesregierung. Gemäß diesen Zielen soll der CO₂-Ausstoß in Deutschland bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990 um mindestens 40 %, bis 2030 um mindestens 55 % und bis 2050 um mindestens 80 % gesenkt werden. Neben der Säule Energieeffizienz soll dies durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung erreicht werden.

(2) Zu den Zielen „Erhaltung der Versorgungssicherheit“ und „Bezahlbarkeit der Energieversorgung“ aus dem **energiepolitischen Zieldreieck** gibt es keine quantifizierten Festlegungen. Grundlegende Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist, dass zu jedem Zeitpunkt die betriebsbereiten Kraftwerke den Strombedarf decken können. Unabhängig davon, welche weiteren Prämissen für die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks gesetzt werden, muss die Bilanz zwischen Strombedarf und gesicherter Erzeugungsleistung mindestens ausgeglichen sein.

Tabelle 1: *Energiepolitische Ziele der Bundesregierung im Strombereich*

	2020	2030	2040	2050
Klima: Senkung CO ₂ gegenüber 1990	40 %	55 %	70 %	80-95 %
Erneuerbare Energien: Anteil Strom Gesamt	35 % 18 %	50 % 30 %	65 % 45 %	80 % 60 %
Kraft-Wärme-Kopplung: Anteil an der Stromerzeugung	25 %			
Energieeffizienz: Senkung Stromverbrauch Senkung Primärenergieverbrauch	10 % 25 %			25 % 50 %

Quelle: Prognos AG 2012

3.3 Bereitstellung von Systemdienstleistungen als Baustein der Versorgungssicherheit

(1) Eine jederzeit **ausgeglichene Bilanz** von Stromeinspeisung und -entnahme ist für einen sicheren **Systembetrieb** notwendig. Für den kurzfristigen Ausgleich werden Kraftwerke oder große Verbraucher im System vorgehalten, deren Aufgabe es ist, im Falle von kurzfristigen Abweichungen der Bilanz diese im Minutenbereich auszugleichen. Dies wird als Bereitstellung von Regelleistung oder Primärregelung bezeichnet und ist im Vergleich zur längerfristigen Leistungsabsicherung kurzfristiger Natur. Die Bereitstellung von Regelleistung ist eine zwingend notwendige Systemdienstleistung, ohne die Stromausfälle zwangsläufig wären.

(2) Zusätzlich zur Regelleistung sind andere technische **Systemdienstleistungen** notwendig, um den reibungslosen Betrieb im Stromsystem zu gewährleisten und die Qualität der Stromversorgung ohne Frequenz- und Spannungsschwankungen sicherzustellen. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen unter anderem die Blindleistungskompensation, die Vorhaltung von Kurzschlussleistung und die Schwarzstartfähigkeit. Diese Dienstleistungen werden derzeit überwiegend von konventionellen Stromerzeugungsanlagen erbracht.

Es besteht heute ein Bedarf von 15 bis 20 Gigawatt (GW) [TSO 2012] an konventioneller Leistung zur Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistungen. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien effizient fortsetzen zu können, muss zukünftig sichergestellt werden, dass alle Systemdienstleistungen auch durch erneuerbare Technologien erbracht werden können. Das Ziel muss sein, die **konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten** zur besseren Nutzung der erneuerbaren Energien zu reduzieren. Eine der großen Herausforderungen ist daher, die erneuerbaren Energien technisch auf diese Aufgaben vorzubereiten und den Markt für Systemdienstleistungen auf die Gegebenheiten der erneuerbaren Energien anzupassen.

3.4 Zusammenfassende Bewertung

(1) Die in diesem Kapitel kurz umrissenen Herausforderungen für das Stromsystem treten in allen Szenarien früher oder später auf. Da viele von ihnen direkt mit dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien korrespondieren, treten die Herausforderungen um so schneller auf, je früher hohe Anteile an **volatiler regenerativer Erzeugung** den Markt durchdringen. Aus der heutigen Perspektive scheinen die technischen Fragen im Prinzip lösbar zu sein.

Es gilt jedoch, Lösungen durch entsprechende Änderungen im Zusammchnitt des Marktes und Anreize der technischen Entwicklung voranzubringen.

(2) Das angestrebte Tempo der Bundesregierung beim **Vollzug der Energiewende** erfordert ein gleichsam hohes Tempo der Anpassung des Marktdesigns, der technischen Entwicklung und der Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur. Die Vielzahl an Herausforderungen und deren Wechselwirkungen bergen bei allen Anstrengungen ein erhebliches Umsetzungsrisiko (insbesondere der Netzausbau und die Errichtung von Offshore-Anlagen), das vielfach in den Bewertungen zu wenig beachtet wird. Viele der zu lösenden Fragestellungen bezüglich des Marktdesigns und der Infrastrukturprojekte berühren zusätzlich Belange der Europapolitik und des europäischen Stromverbundes, was die Risiken der Verzögerung eher erhöht.

(3) Durch die zu lösenden **Herausforderungen** im Zuge der Energiewende wird die Rolle der Regulierung deutlich zunehmen. Große Teile des Marktes werden externen Eingriffen unterliegen. Es müssen folglich erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um weiterhin ausreichend Wettbewerbselemente in der Stromversorgung zu erhalten, die eine Ausdifferenzierung der Strukturen und der Akteure erlauben. Hierbei steht insbesondere die erneuerbare Stromerzeugung im Vordergrund, die auch langfristig aufgrund ihrer Eigenschaft hoher Kapital- und Fixkosten und eher geringer variabler Kosten nicht ohne sichere Erlösquellen in den heutigen Marktstrukturen überleben kann und somit auf ein grundsätzlich anderes Marktdesign angewiesen bleibt. Die Herausforderung wird darin bestehen einen Markt zu entwickeln, in dem Erzeugungstechniken jedweder Art in einen gleichberechtigten Wettbewerb treten können, um langfristig die effizienteste und effektivste Stromversorgung sicherzustellen.

4 Strommarktdesign

4.1 Status-quo

(1) Das Strommarktdesign in Deutschland steht aktuell vermehrt auf dem Prüfstand. Bisher besteht der Markt aus zwei Segmenten. Einerseits wird auf dem **Energy-Only-Markt** Strom nach Erfüllungsfristen an Börsen und in bilateralen Geschäften mit Bezug zu Börsenpreisen gehandelt. Der Handel an der Börse gliedert sich in drei Teilsegmente, den Terminmarkt, einen Day-ahead-Sporthandel und einen Intraday-Handel. Kraftwerksbetreiber und Nachfrager geben jeweils anonym Gebote für ihre Erzeugung bzw. ihren Strombedarf ab. Die Börse bringt dann Nachfrage- und Angebotsgebote übereinander und stellt den Markträumungspreis (Gleichgewichtspreis) fest.

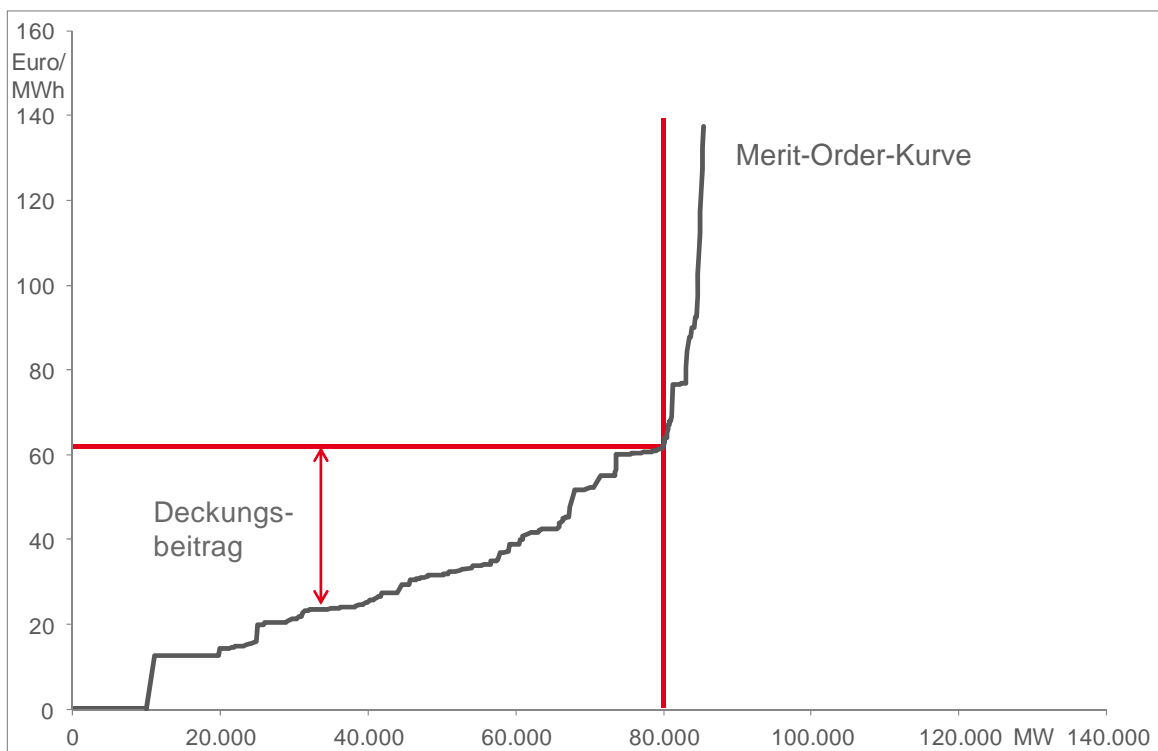
(2) Daneben besteht als zweites Marktsegment in Deutschland der **Markt für Regelleistung**. Im Markt für Regelleistung werden Erzeugungs- und Nachfragekapazitäten auktioniert, die zur Kompensation kurzfristiger Fahrplanabweichungen eingesetzt werden. Sie dienen der Gewährleistung der kurzfristigen Stromsystemsicherheit. Hierbei werden jeweils drei Produkte (Primärreserve, Sekundärreserve und Minutenreserve) für positive und negative Abweichungen von Fahrplänen durch die Netzbetreiber ausgeschrieben. Kraftwerksbetreiber und Industrieunternehmen bieten dann Kapazitäten an, die im Falle des Zuschlags unabhängig vom Energy-Only-Markt gefahren werden. Die Preisbildung in beiden Märkten bedingt sich jedoch unmittelbar, da zahlreiche Kraftwerke prinzipiell in beiden Märkten Angebote abgeben können.

(3) Zusätzlich schließen Übertragungsnetzbetreiber bilaterale Verträge mit Kraftwerksbetreibern für die Bereitstellung von technischen **Systemdienstleistungen** wie Blindleistungsbereitstellung und -kompensation oder Schwarzstartfähigkeit ab. Einen Markt für technische Systemdienstleistungen außerhalb der Regelleistung mit transparenten Mengen und Preisen für die Leistungen gibt es jedoch bis heute nicht.

(4) Die **Erträge der Kraftwerksbetreiber** werden traditionell zu über 90 % auf dem Energy-Only-Markt erzielt. Den Großteil ihrer Erlöse erzielen Kraftwerksbetreiber also auch heute noch aus dem Verkauf von Strom (Arbeit), der Bereitstellung der Kraftwerksleistung in einer definierten Zeit (t). Der Kraftwerksbetreiber bietet die Kapazität zu den kurzfristigen Kosten der Bereitstellung im Markt an. Diese sogenannten Grenzkosten beinhalten Betriebskosten für Brennstoffe, CO₂ sowie Hilfs- und Betriebsstoffe. Auf-

grund der Grenzkostenpreisbildung im Energy-Only-Markt bildet sich eine so genannte Merit-Order der Stromerzeugung heraus. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk im Markt setzt mit seinen kurzfristigen Grenzkosten den Preis. Alle anderen Kraftwerke im Markt, die günstigere Gebote entsprechend ihrer niedrigeren Grenzkosten abgegeben haben, erzielen zu diesem Zeitpunkt Deckungsbeiträge (vgl. Abbildung 2), mit denen sie ihre Fixkosten (Kapitaldienst, Personal, Instandhaltung, Versicherung) refinanzieren.

Abbildung 2: Preisbildung entsprechend der Merit-Order-Kurve



Quelle: Prognos AG

(5) In der Theorie führt dies dazu, dass das letzte benötigte Kraftwerk, welches nur eine Stunde im Jahr läuft und den Preis im Markt bestimmt, keinen **Deckungsbeitrag** erzielt. Hat das Kraftwerk dennoch Fixkosten, wäre sein Betrieb unrentabel. Es ist kartellrechtlich verboten, Kraftwerke künstlich zurückzuhalten oder Kraftwerke über ihren Grenzkosten an der Strombörse zu bieten und damit den Marktpreis künstlich zu erhöhen. In der Theorie gab es also auch in der Vergangenheit schon Kraftwerke, die keine oder nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschafteten. Es hätte also schon in der Vergangenheit die aktuell diskutierte Situation von zu niedrigen Erlösen im Stromgeschäft für einzelne Erzeugungseinheiten auftreten können.

Dies war in der Praxis bisher weniger stark der Fall, weil:

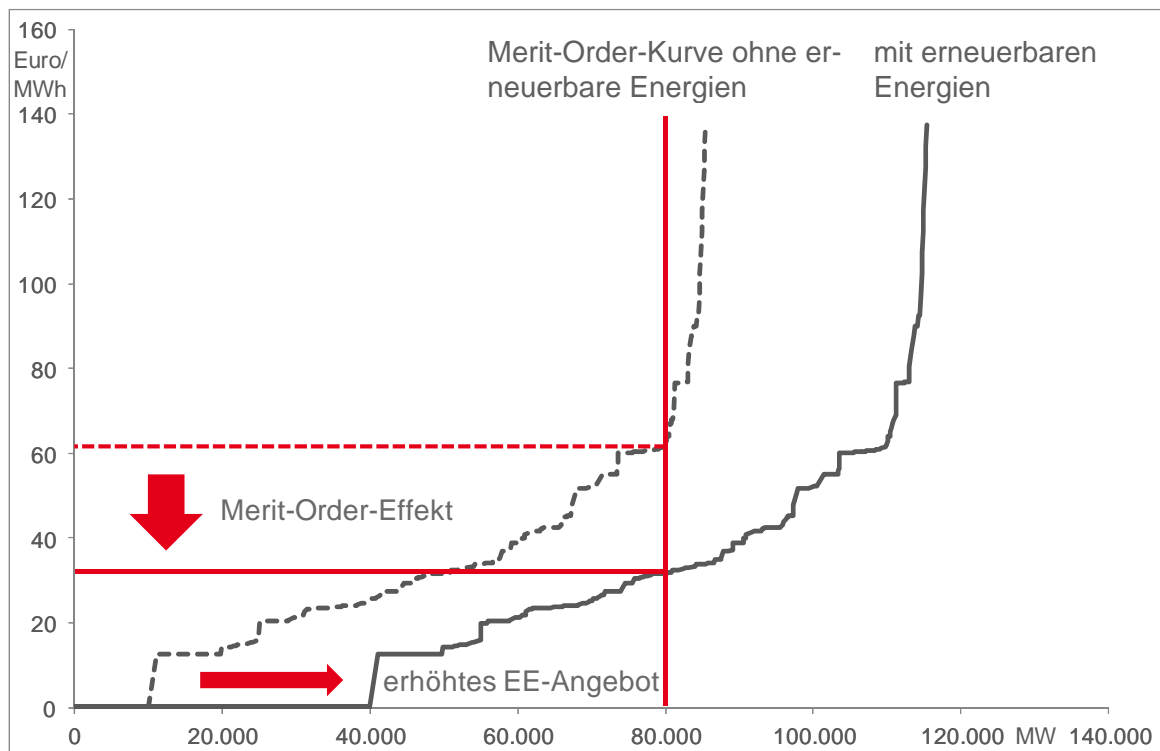
1. Durch die Verlagerung von Wartung und Betrieb immer andere Kraftwerke im Markt nicht verfügbar waren und somit das Problem des Grenzkraftwerks nicht immer die gleiche Anlage betraf:
2. Zusatzerlöse, beispielsweise aus dem Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Deckung der Erlöse von Grenzkraftwerken beigetragen haben.
3. Kraftwerksbetreiber ganze Portfolios an Kraftwerken betreiben, die zum einen den Betrieb von einzelnen Spitzenlastkraftwerken (Gasturbinen) ohne großen Fixkostenaufwand an Standorten zusammen mit anderen Kraftwerkseinheiten gewährleisten und zum anderen aufgrund von Diversifizierungsstrategien teilweise wenig ausgelastete Anlagen quersubventioniert wurden.

(6) So stellt sich also die Frage, warum die Diskussion um das **Strommarktdesign** gerade jetzt beginnt, wenngleich das Phänomen in der Theorie lange bekannt ist.

Das Segment des Energy-Only-Marktes hat in der jüngsten Vergangenheit erheblich an Ertragspotenzial verloren und droht in Zukunft zunehmend unattraktiver zu werden. Ausgelöst wird diese Entwicklung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in einem Parallelsystem, finanziert durch das erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Das EEG basiert auf gesicherten und vom Energy-Only-Markt weitgehend unabhängigen Erlösen für die Betreiber von EE-Anlagen. Die Vermarktung der unter dem EEG erzeugten Strommengen wird jedoch im Energy-Only-Markt vorgenommen. Dies hat zur Folge, dass Investitionen in erneuerbare Energien unabhängig von Erlösen aus der Vermarktung des Stroms sind aber dennoch ihre preissenkende Wirkung auf den Börsenstrompreis entfalten.

(7) Wesentliche Teile der **EEG-Stromerzeugung** (Wind und Sonne) weisen keine kurzfristigen Grenzkosten in der Produktion auf und besitzen zudem Vorrang bei der Einspeisung. Erneuerbar erzeugter Strom wird demzufolge, wann immer verfügbar, mit einem Preis von Null Euro im Markt angeboten. Folglich wird durch die EE-Stromerzeugung die Angebotskurve im Energy-Only-Markt verschoben. Regenerativ erzeugte Strommengen verdrängen somit teurere Stromerzeugungsanlagen aus dem Markt. Dadurch sinkt der Strompreis (vgl. Abbildung 3). Dieser Effekt wird als **Merit-Order-Effekt** der erneuerbaren Energien bezeichnet.

Abbildung 3: Merit-Order-Effekt



Quelle: Prognos AG

(8) Was für Stromverbraucher von Vorteil ist, wird zum Nachteil für Kraftwerksbetreiber. Mit den wachsenden Anteilen erneuerbarer Energieträger werden die Situationen, in denen günstige Kraftwerke den Preis bestimmen, immer häufiger auftreten. Dadurch sinken im Strommarkt die **Durchschnittserlöse** für alle Erzeugungsanlagen. Zudem werden immer häufiger Kraftwerke mit hohen Fixkosten die preissetzenden Grenzkraftwerke sein. Nach der entsprechenden Marktlogik erlösen diese Kraftwerke dann keine Deckungsbeiträge mehr. Sie können nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden und werden abgeschaltet.

(9) Vom Merit-Order-Effekt sind nicht nur die typischen, mit geringen Fixkosten behafteten Spitzenlastkraftwerke betroffen, sondern zunehmend auch Grundlast- und Mittellastkraftwerke, die hohe jährliche Fixkosten aufweisen. Dies wird dazu führen, dass Kraftwerke mit sinkender Auslastung und geringeren Erträgen vermehrt aus dem Markt genommen werden und birgt Gefahren für die Versorgungssicherheit. Das Strommarktdesign muss ermöglichen, dass thermische Kraftwerke, die bis auf weiteres zur Absicherung der erneuerbaren Stromerzeugung einen zentralen Beitrag leisten müssen, die nötigen **Refinanzierungschancen** haben.

4.2 Zukünftige Strompreisbildung

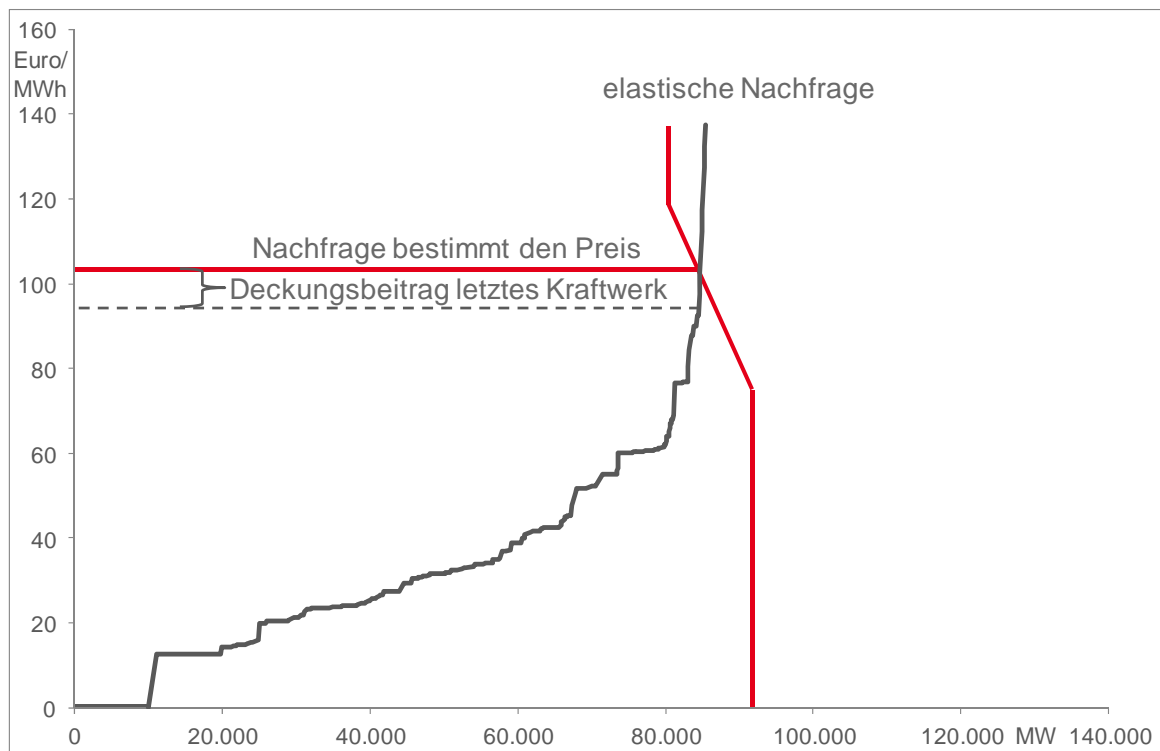
(1) Zur einer möglichen Lösung für die in Kapitel 4.1 dargestellten Herausforderungen für den klassischen Energy-Only-Markt und die immer häufiger auftretenden Situationen der fehlenden Deckungsbeiträge konventioneller Kraftwerke könnte ein zukünftiges **Strompreisbildungssystem** beitragen, das in großem Maße auf einer flexiblen Nachfrage basiert.

(2) In einem solchen System bestimmt **nicht** das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte **Kraftwerk** den Marktpreis, sondern, in gewissem Umfang, die Nachfrager selbst. Bisher wurde bei der Strompreisbildung die Nachfrage als nahezu unelastisch dargestellt. Werden durch die vermehrte EE-Stromerzeugung in Zukunft unrentable thermische Kraftwerke aus dem Markt genommen, kann die Situation entstehen, dass nicht ausreichend Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der gesamten Nachfrage zur Verfügung stehen. In diesem Falle würde es zu keiner Markträumung (Gleichgewichtspreis) kommen.

Jedoch besteht in der Theorie die Möglichkeit, dass Stromnachfrager, die zeitweise ihren **Strombedarf reduzieren** bzw. für mehrere Stunden auf ihn verzichten können, ihre bereits vertraglich gesicherten Strommengen wiederum am Markt veräußern. Beispielsweise kann ein großes Kühlhaus mehrere Stunden komplett ohne Strom auskommen, weil die Temperaturen ausreichend niedrig sind und kaum Austausch mit der Umwelt besteht.

In der Industrie gibt es ebenfalls zahlreiche Prozesse (Schmelzen, Elektrolysen etc.), die zeitweise unterbrochen werden können. Für einen solchen Verzicht auf Strom werden diese Nachfrager jedoch einen monetären Ausgleich, etwa für Produktionsausfall und Lohnfortzahlungen für Mitarbeiter, verlangen. Diese Systematik wird auch als **Demand Side Management (DSM)** bezeichnet. Üblicherweise liegen diese Maßnahmen mit ihren Kosten über den Grenzkosten des letzten Kraftwerks. Folgende Abbildung 4 stellt diesen Zusammenhang grafisch dar.

Abbildung 4: Merit-Order bei flexibler Nachfrage



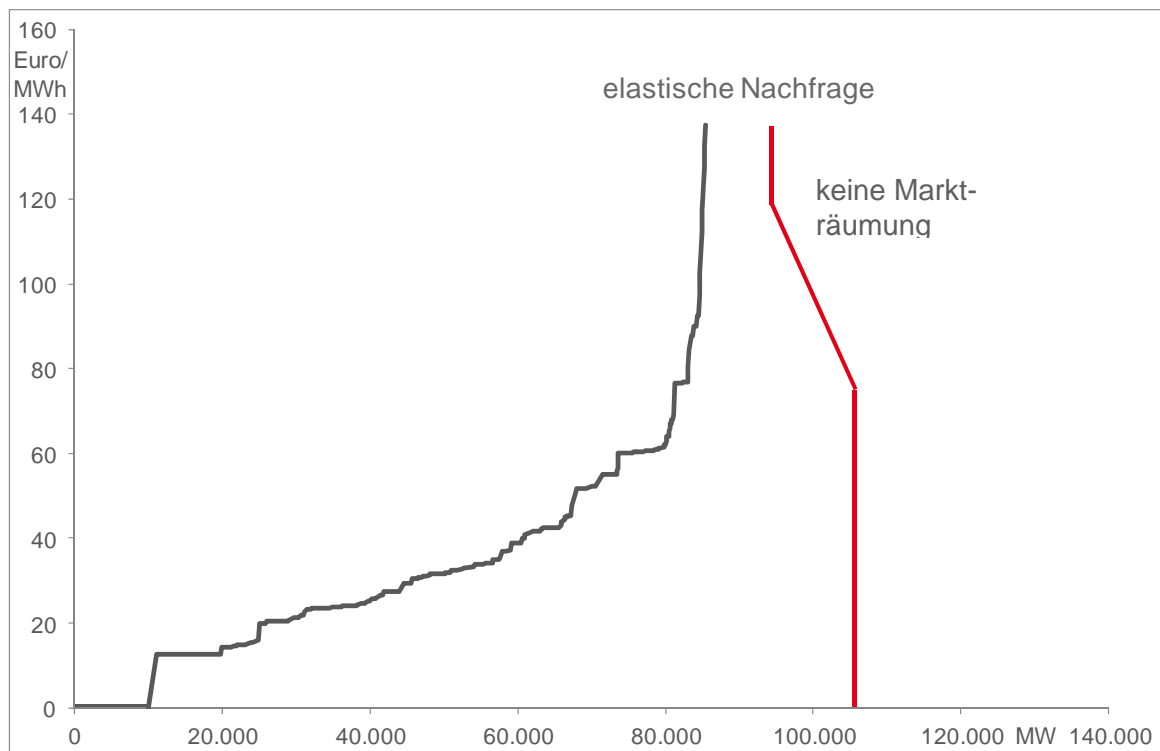
Quelle: Prognos AG

(3) Bei diesem **Beispiel** besteht ein Strombedarf im Marktgebiet der EEX von über 90.000 MW. Allerdings können die verfügbaren Kraftwerke nur eine Leistung von etwas mehr als 80.000 MW bereitstellen. Im klassischen Energy-Only-Markt würde es in einem solchen Fall zu keiner Markträumung kommen. Verzichten nun einige Nachfrager auf ihre Stromlieferung bzw. reduzieren ihren Strombedarf gegen eine Kompensationszahlung, kann es dennoch zu einer Markträumung kommen. In diesem Fall liegt die nötige Kompensationszahlung bei über 100 €/MWh und setzt damit den Strompreis. Die Grenzkosten des letzten Kraftwerks liegen in diesem Fall unter den Grenzkosten der DSM-Maßnahme. Somit kann auch das letzte Kraftwerk einen Deckungsbeitrag erzielen, wodurch die Rentabilität des Kraftwerks gesteigert bzw. überhaupt erst realisiert werden kann. Das immer häufiger auftretende Refinanzierungsproblem von thermischen Kraftwerken kann somit im besten Fall verhindert werden.

(4) In der Praxis besteht also durchaus die Möglichkeit, dass ein reiner Energy-Only-Markt ausreichend Deckungsbeiträge für thermische Kraftwerke ermöglicht. Grundvoraussetzung ist hierfür jedoch die beschriebene **Nachfrageflexibilität**.

(5) Ob ein solches System, bei dem die flexible Nachfrage preissetzend ist und zur Refinanzierung des Kraftwerkparks beiträgt, die Sicherheit der Stromversorgung gewährleisten kann, ist aus heutiger Sicht nicht zu beantworten. Die größten **Unsicherheiten** bestehen in der Verfügbarkeit der notwendigen Nachfrageflexibilität und in der fristgerechten Auslösung von Investitionsanreizen für den Aufbau von Kraftwerkskapazitäten und Demand-Side-Management-Maßnahmen. Abbildung 5 stellt eine Situation dar, in der die Nachfrageflexibilität in der EEX-Marktzone nicht ausreicht, um eine Marktäumung zu realisieren. Ausgelöst werden kann eine solche Situation durch eine hohe Stromnachfrage an Winterabenden bei gleichzeitiger Flaute und hohem Stromexport ins benachbarte Ausland.

Abbildung 5: Merit-Order im Falle fehlender Marktäumung



Quelle: Prognos AG

(6) Ist die Stromnachfrage zu hoch, können Situationen auftreten, in der die Reduzierung bzw. der Verzicht auf die Stromlieferung die **Lücke** zwischen gesicherter Leistung und Strombedarf nicht schließen kann. Nicht jeder Stromnachfrager ist in der Lage, flexibel auf das Angebot zu reagieren. Teilweise ist es auch nicht gewünscht, Prozesse zurückzufahren bzw. zu stoppen, da ansonsten die Qualität der Produkte dann nicht sichergestellt werden kann. In einem solchen Fall versagt das System.

In diesen Situationen würden entsprechende Zwangsmaßnahmen der Netzbetreiber, wie die Abschaltung bestimmter Netzgebiete zur Sicherung der Systemstabilität, greifen, um großflächige Blackouts zu vermeiden.

(7) Die Frage, ob der Energy-Only-Markt dauerhaft ausreichend Investitionsanreize liefert oder es zu einem Marktversagen kommt, lässt sich weder in der Theorie noch in der Praxis bisher abschließend beantworten. Offen ist auch, ob es politisch gewollt ist sich auf den Versuch bzw. das Risiko einzulassen, **Versorgungssicherheit** im Strommarkt bei einer sich wandelnden Struktur der Stromversorgung nur über den bisher bekannten Marktmechanismus sicher zu stellen.

Den politischen Willen vorausgesetzt, kann sich der Strommarkt hin zu **Knappheiten** auf der Erzeugungsseite entwickeln, so dass eine funktionierende Nachfrageelastizität zwingend notwendig wird, um erstens Systemstabilität zu gewährleisten und zweitens Knappheitsrenten für Kraftwerksbetreiber transparent zu machen. Die Höhe und Häufigkeit dieser Preissignale am Strommarkt geben Investoren die notwendigen Signale zur Finanzierung von neuen Kapazitäten oder Instandhaltungen.

Wird dieser Weg nicht beschritten, die Gründe hierfür können vielfältiger Natur sein, müssen **alternative Mechanismen** geprüft werden, die die Investition in Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilität anreizen. Hierzu eignen sich prinzipiell Instrumente wie Kapazitätsmechanismen und -märkte.

(8) In den folgenden Kapiteln wird zunächst analysiert, wie hoch unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der **langfristige Kapazitätsbedarf** für konventionelle Kraftwerke in Deutschland sein wird. Im weiteren Verlauf wird erörtert, wie der zukünftige Kapazitätsbedarf im Kraftwerkssektor am effektivsten bereitgestellt werden kann. Insbesondere wird geprüft, ob die Bereitstellung der notwendigen gesicherten Leistung am effizientesten über den Retrofit von Bestandskraftwerken oder den Neubau gewährleistet werden kann.

4.3 Zusammenfassung

(1) Bisher besteht der Strommarkt aus zwei Segmenten, dem **Energy-Only-Markt** und dem **Markt für Regelleistung**.

Die Erträge der Kraftwerksbetreiber werden traditionell zu über 90 % auf dem Energy-Only-Markt erzielt. Dort bildet sich aufgrund der Grenzkosten im Energy-Only-Markt eine so genannte **Merit-Order** der Stromerzeugung heraus. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk im Markt setzt mit seinen kurzfristigen Grenzkosten den Preis. Alle zuvor eingesetzten Kraftwerke erzielen **Deckungsbeiträge**.

Durch die Vermarktung der EE-Erzeugung, die Grenzkosten von null aufweist und separat über das EEG vergütet wird, verschiebt sich die Angebotskurve im Energy-Only-Markt (Merit-Order Effekt) und die **Strompreise sinken**. Damit sinken auch die Deckungsbeiträge thermischer Kraftwerke und **gefährden** deren **Refinanzierung**.

(2) Eine **mögliche Lösung** kann eine **flexible Nachfrage**, die preissetzend ist und damit **höhere Strompreise** ermöglicht, darstellen. Ob ein solches System die Sicherheit der Stromversorgung gewährleisten kann, ist aus heutiger Sicht noch nicht zu beantworten.

Alternativen dazu wären Mechanismen, die die Investition in bestehende und neue Erzeugungskapazitäten sowie Nachfrageflexibilität anreizen. Hierzu eignen sich Instrumente wie **Kapazitätsmechanismen und -märkte**.

5 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen und Versorgungssicherheit bis 2050

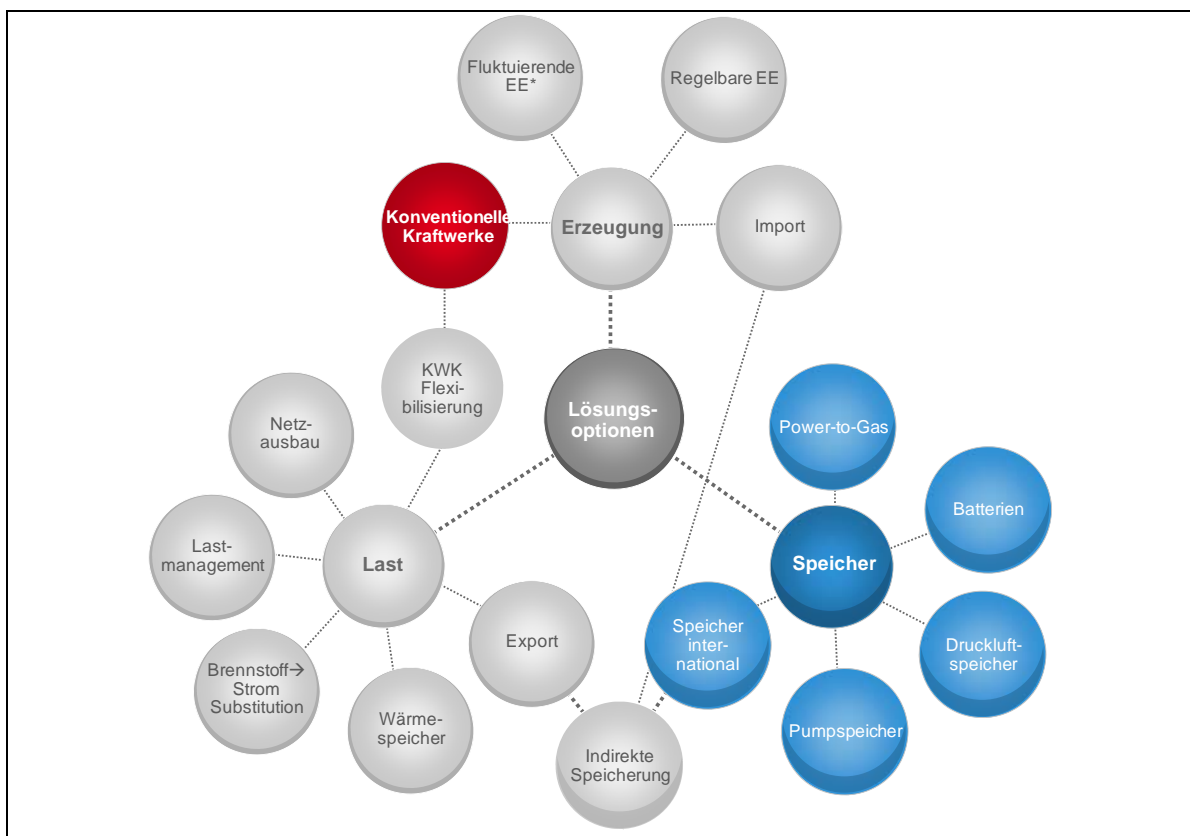
Prognos hat für die Bundesregierung und für andere Auftraggeber verschiedene Szenarien zur Entwicklung der Strommärkte erstellt. Vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen untersuchen wir in diesem Kapitel die **Bedeutung thermischer Kraftwerke** und beantworten die Frage, wie hoch der langfristige Bedarf nach Leistung aus thermischen Kraftwerken ist.

Diese Frage lässt sich nur im Kontext des Gesamtsystems nach dem Aufstellen einer **Leistungsbilanz** beantworten. Deshalb treffen wir für die folgenden Betrachtungen Annahmen zur:

- Entwicklung der erneuerbaren Energien,
- Stromnachfrage und Jahreshöchstlast sowie
- Bereitstellung von gesicherter Leistung durch Speicher, Lastmanagement und Interkonnektoren.

Die folgende Übersicht verdeutlicht den Zusammenhang möglicher Lösungsoptionen zur Integration volatiler erneuerbarer Erzeugung.

Abbildung 6: Optionen zur Integration volatiler Erzeugung

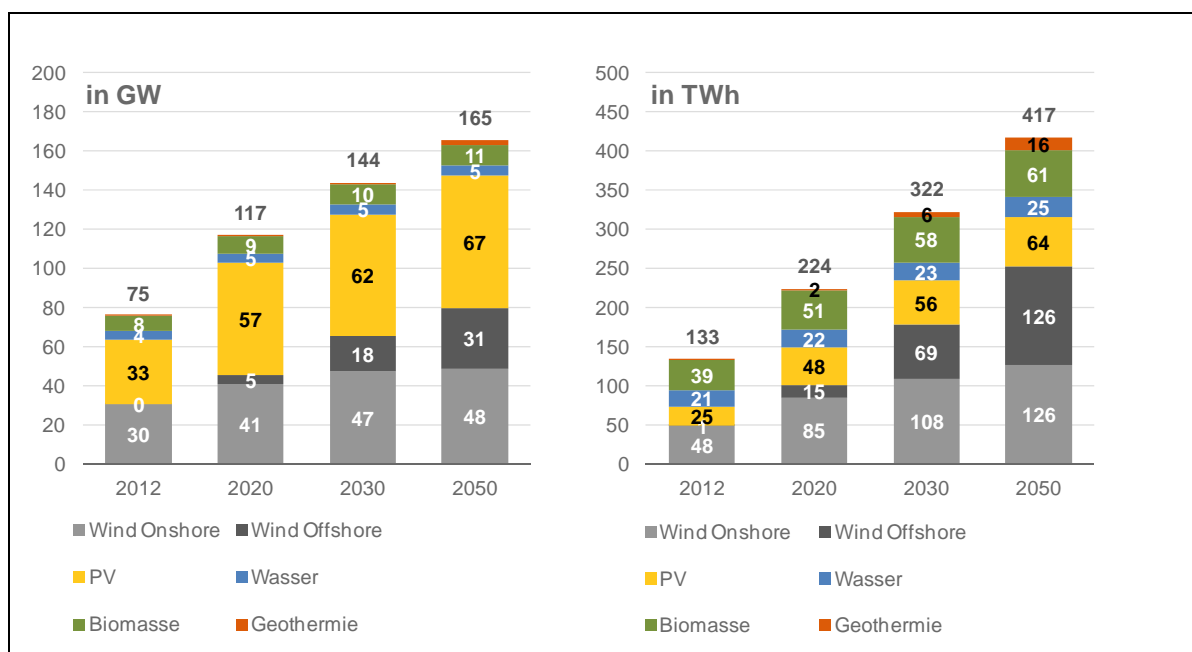


Quelle: Prognos AG

5.1 Ausbau erneuerbarer Energien

(1) Der Ausbau der erneuerbaren Energien basiert in dieser Untersuchung auf dem aktuellen **Leitszenario** des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (**DLR**). Entsprechend den Zielen der Bundesregierung steigt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien in den nächsten Jahrzehnten in Deutschland stark. Der Ausbau wird durch die fluktuierenden Erzeugungstypen Photovoltaik (PV) und Wind dominiert.

Abbildung 7: Ausbaupfad erneuerbare Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: [DLR 2011, Szenario A]

(2) Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der **erneuerbaren Energien**, speziell der Windkraft und Photovoltaik, ist die gesicherte Verfügbarkeit der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zum Teil deutlich geringer als bei thermischen Kraftwerken (vgl. Tabelle 2). Für die Anteile der gesicherten Leistung an der installierten Leistung erneuerbarer Kraftwerke orientieren wir uns an den Angaben der Deutschen Energieagentur (dena). Für Wind gehen wir von dem unteren Prozentsatz aus (dena: 5-10 % gesicherter Anteil an der installierten Leistung für Windenergieanlagen). Noch liegt die gesicherte Erzeugungsleistung aus Wind- und PV-Anlagen zusammen in Extremsituationen bei nur 2 % (z. B. Februar 2012).

Mittel- bis langfristig wird die Verfügbarkeit und somit die gesicherte Leistung aus Wind und PV leicht steigen, ausgelöst durch die

Nutzung von Batteriespeichern bei PV-Anlagen und dem steigenden Anteil von Schwachwind- und Offshore-Windanlagen, mit denen höhere Volllaststunden erreicht werden als in bestehenden Anlagen.

Tabelle 2: Gesicherte Leistung erneuerbarer Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Anteil gesicherter Leistung an der installierten Leistung
Wasserkraft	40 %
Wind (On- und Offshore)	5 %
Photovoltaik (durch die zukünftige Nutzung von Batteriespeichern)	1 %
Biomasse	88 %
Geothermie	90 %

Quelle: Prognos AG 2012, [dena 2010]

(3) Aus den dargestellten gesicherten Leistungsanteilen und dem unterstellten Ausbau (vgl. Abbildung 7) ergibt sich im Zeitraum 2012 bis 2050 in der Summe folgende Entwicklung der **gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien**.

Tabelle 3: Gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien in GW

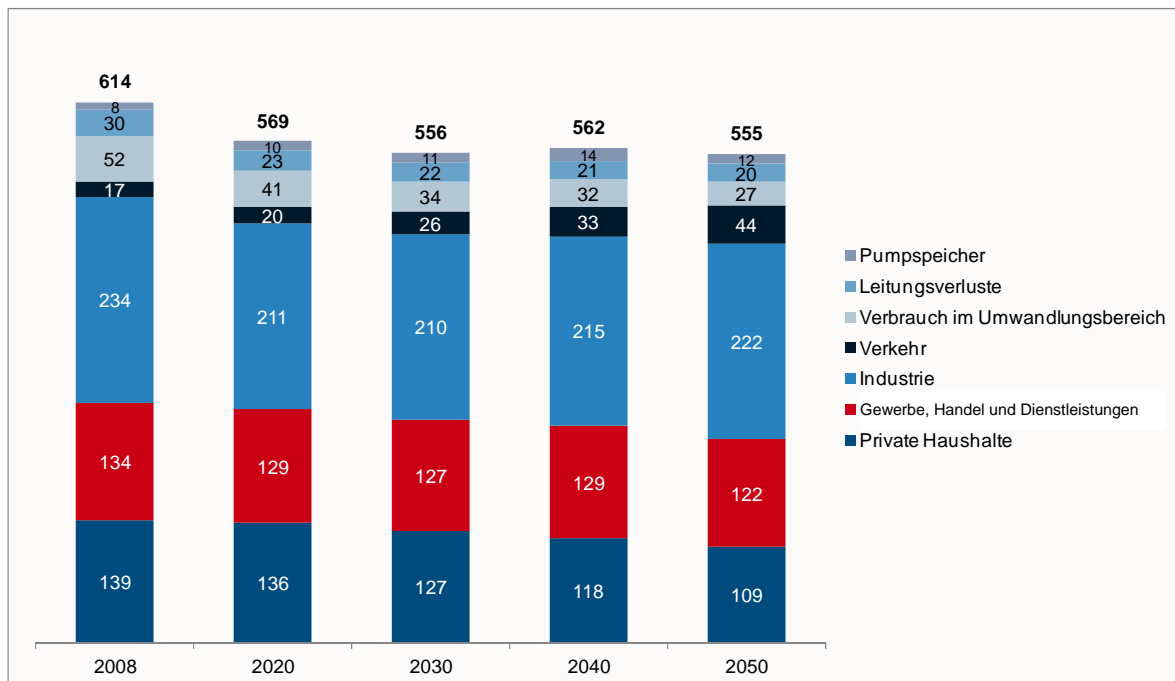
GW	2012	2020	2030	2050
Gesicherte Leistung	11	13	16	20

Quelle: Prognos AG 2012

5.2 Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland

(1) Bei der Entwicklung des Strombedarfs orientieren wir uns in dieser Studie an den Ergebnissen des **Referenzszenarios der Bundesregierung** aus dem Jahr 2010. Demnach sinkt der Strombedarf in Deutschland gegenüber dem heutigen Niveau bis zum Jahr 2020 um etwa 10 % und bleibt danach bis 2050 in etwa konstant. Während in den drei großen Verbrauchsbereichen Private Haushalte, Gewerbe und Industrie der Stromverbrauch sinkt, steigt er im Verkehrsbereich bis zum Jahr 2050 gegenüber heute um etwa 250 %. Der Anteil der Elektro-PKW (inkl. Plug-in Hybridantrieb) liegt in diesem Szenario im Jahr 2050 bei 36 %.

Abbildung 8: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: [Prognos / EWI / GWS 2010], Referenzszenario

5.3 Entwicklung der Jahreshöchstlast

(1) Die Jahreshöchstlast im **Höchstspannungsnetz** betrug in Deutschland im Jahr 2010 nach Angabe des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) 79.884 MW. Dieser Wert stellt aber nicht den eigentlichen Spitzenbedarf dar. Nicht berücksichtigt sind Stromflüsse auf der **unteren Netzebene**, insbesondere der selbst erzeugte und selbst genutzte Strom von Industriekraftwerken und anderen dezentralen Kraftwerken.

Für jeden dritten Mittwoch im Monat liefert ENTSO-E neben der Last im Höchstspannungsnetz auch einen auf die gesamte Stromproduktion in Deutschland skalierten Wert. Der so definierte höchste Wert betrug im Jahr 2010 am 15. Dezember 83.090 MW.

Der Wert im Höchstspannungsnetz betrug am gleichen Tag 75.612 MW. Das heißt, der Skalierungsfaktor zwischen der Höchstlast im Höchstspannungsnetz und der gesamten Stromproduktion betrug rund 1,1 (83.090 MW / 75.612 MW).

Unter Anwendung dieses Faktors auf die absolute Höchstlast im Höchstspannungsnetz ergibt sich eine **Gesamthöchstlast** von etwa 87.800 MW.

(2) Zur Bestimmung der Jahreshöchstlast des Stromverbrauchs Deutschlands muss für diese Stunde der **Exportsaldo** betrachtet werden. Der Nettoexport in dieser Stunde betrug schätzungsweise 4.500 MW¹.

Der Jahreshöchstwert des Stromverbrauchs in Deutschland (**Jahreshöchstlast**) lag entsprechend dieser Abschätzung im Jahr 2010 bei rund 83.300 MW.

Für die Abschätzung der Jahreshöchstwerte des Stromverbrauchs für den Zeitraum bis 2050 wird unterstellt, dass sich die Struktur der Stromverbrauchskurve nicht verändert und der Jahreshöchstwert sich proportional mit dem Stromverbrauch ändert. Sie sinkt dann bis 2050 auf 77 GW.

Durch das ungünstige Zusammenfallen mehrerer den Strombedarf steigernder Effekte wie kurzfristig auftretende extreme Kälte oder erhöhter industrieller Bedarf durch eine überdurchschnittliche Konjunktur kann die Lastspitze in einzelnen Jahren dennoch höher als in der Ableitung unterstellt ausfallen. Diesem Umstand wird dadurch Rechnung getragen, dass für die weiteren Berechnungen ein Sicherheitsaufschlag von 10 % auf die Jahreshöchstlast berücksichtigt wird.

Tabelle 4: Bruttostromverbrauch und Jahreshöchstwert des Stromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050

	2010	2020	2030	2050
Bruttostromverbrauch in TWh	600	569	556	555
Jahreshöchstlast in GW	83	79	77	77
Jahreshöchstlast + 10 % Sicherheitsreserve in GW	91	87	85	85

Quelle: ENTSO-E, Prognos AG 2012

¹ ENTSO-E liefert für die Stunde der skalierten Höchstlast am 15.12.2010 keinen Wert für den Exportsaldo, da diese Werte nicht stündlich vorliegen. Für die Stunde 11 des gleichen Tages liegt, bei bei einer ähnlich hohen Last, der Wert für den Stromexport in Höhe von 4.500 MW vor.

5.4 Beitrag von Lastmanagement, Speichern und Interkonnektoren zur Versorgungssicherheit

5.4.1 Lastmanagement

(1) Die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen kann einen erheblichen **Beitrag zur Systemstabilität** leisten. Bereits heute bieten große Industrieverbraucher an der Strombörse abschaltbare Lasten als negative Last an. Da heute aber in den meisten Stunden im Jahr noch ausreichende Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, treten nur selten Preisspitzen auf, in denen diese Lastmanagementoptionen gezogen werden. Das heute kurzfristig aktivierbare Lastmanagementpotenzial beträgt schätzungsweise 2 bis 3 GW.

(2) Wenn sich langfristig stark volatile Strompreise einstellen, wird Lastmanagement stärker an Bedeutung gewinnen. Das **Potenzial** hängt stark von der Höhe und Häufigkeit von Strompreisspitzen ab. Wir gehen hier bis zum Jahr 2050 von einem erschließbaren Potenzial von 8 GW aus.

5.4.2 Speicherung innerhalb von Deutschland

(1) Speicher können gesicherte Leistung bereitstellen. Heute sind in Deutschland **Pump- und Speicherwasserkraftwerke** mit einer Leistung von knapp 7 GW vorhanden. Dazu gibt es noch das **Druckluftspeicher-** und Gasturbinenkraftwerk in Huntorf mit einer Leistung von 321 MW.

In Situationen mit einer sehr hohen Nachfrage nach Kraftwerksleistung steht aufgrund von **technischen Restriktionen**, Anforderungen an die Regelenergie sowie dem begrenzten Arbeitsvolumen der Speicher (6 bis 8 Stunden) nicht die gesamte installierte Leistung als gesicherte Leistung zur Verfügung. Gemäß der EEX-Transparenzplattform waren im gesamten Februar 2012 Speicher mit einer Leistung von 5 GW technisch verfügbar. In den Stunden mit sehr hohen Strompreisen wurden diese 5 GW aber nicht vollständig abgerufen (bzw. standen nicht vollständig zur Verfügung), sondern nur etwa 4 GW.

(2) Der weitere **Ausbau** von Speichern in Deutschland ist problematisch. Für den Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke fehlt häufig die Akzeptanz und bei heutigen Börsenpreisen auch die Wirtschaftlichkeit. Speicher finanzieren sich über die Nutzung kurzfristiger Preisunterschiede am Strommarkt. Die Betreiber kaufen Strom zu Tageszeiten, an denen er günstig ist, speichern ihn ein

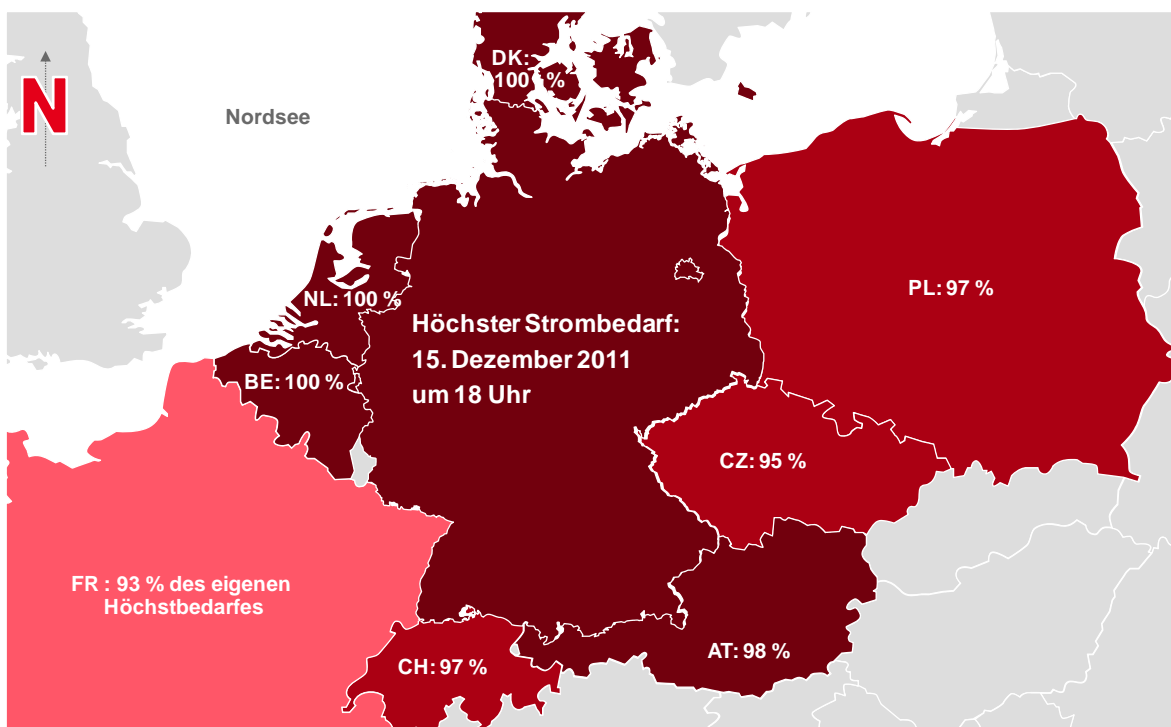
und verkaufen den Strom wieder, wenn die Marktpreise hoch sind. Die weiteren Speicheroptionen weisen gegenüber Pumpspeicherkraftwerken schlechtere Wirkungsgrade und höhere Investitionskosten auf und bedürfen daher großer Preisspannen (Spreads) am Strommarkt zwischen günstigen und teuren Stunden. Bis zum Jahr 2050 gehen wir daher in einer vorsichtigen Abschätzung von einem Ausbau der installierten Speicherleistung auf 10 GW aus. Für diese Speicher unterstellen wir eine mittlere Verfügbarkeit von 60 %. Die gesicherte Speicherleistung beträgt im Jahr 2050 demnach 6 GW.

5.4.3 Interkonnektoren

(1) Ein Teil der notwendigen gesicherten Leistung kann auch aus dem Ausland **importiert** werden. Voraussetzung dafür sind ausreichende **Übertragungskapazitäten** und eine Leistungsreserve im Ausland im Moment der Höchstlast in Deutschland.

Die folgende Abbildung zeigt die Last in den deutschen Nachbarländern im Moment der Höchstlast in Deutschland am 15. Dezember 2011 um 18:00 Uhr. In dieser Stunde hatten einige Nachbarländer ebenfalls ihre Jahreshöchstlast (Dänemark, Niederlande, Belgien) oder waren ihrer Höchstlast relativ nah (93 % in Frankreich, 95 % in Tschechien, 97 % in Polen und der Schweiz, 98 % in Österreich).

Abbildung 9: Last in den deutschen Nachbarländern im Moment der Höchstlast in Deutschland 2011



Quelle: Eigene Darstellung nach Werten von ENTSO-E

(2) Da die **Spitzenlast** auch in Zukunft in **Mitteleuropa** voraussichtlich **relativ gleichzeitig** auftreten wird und unsere Nachbarländer selbst keine großen Leistungsreserven besitzen, erwarten wir zukünftig keinen großen Versorgungsbeitrag aus diesen Ländern im Moment unserer Spitzenlast.

(3) Wie in einer aktuellen Studie von Prognos zur Bedeutung der **internationalen Wasserkraft-Speicherung** für die Energiewende [Prognos 2012] gezeigt, besitzt Skandinavien eine ganzjährige Leistungsreserve. Durch den Ausbau der Interkonnectoren nach Schweden und Norwegen kann zukünftig voraussichtlich gesicherte Leistung aus Skandinavien importiert werden. In einer vorsichtigen Abschätzung gehen wir insgesamt von einem Beitrag von 5 GW bis zum Jahr 2050 aus.

5.5 Künftige Leistungsbilanz

(1) Auf der Grundlage der dargestellten Einzelentwicklungen kann für Deutschland die Entwicklung der **Leistungsbilanz** betrachtet werden: Durch den leichten Rückgang des Strombedarfs wird voraussichtlich auch der Jahreshöchstverbrauch bis zum Jahr 2050 von heute etwa 83 GW auf 77 GW sinken. Gleichzeitig steigt durch den weiteren Ausbau die gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien auf 20 GW. Der Anteil der gesicherten Leistung, die aus dem Ausland bezogen werden kann, steigt bis zum Jahr 2050 auf 5 GW. Die folgende Tabelle zeigt den Bedarf und die mögliche Bereitstellung von gesicherter Stromerzeugungsleistung bis zum Jahr 2050.

Tabelle 5: Bedarf und Bereitstellung der gesicherten Erzeugungsleistung bis zum Jahr 2050 in GW

	2010	2020	2030	2050
Jahreshöchstlast	83	79	77	77
Jahreshöchstlast + 10% Sicherheitsreserve	91	87	85	85
Gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien	11	13	16	20
Gesicherte Leistung aus Interkonnectoren zum Ausland	2	3	4	5
Gesicherte Leistung der Speicher in Deutschland	4	5	5	6
Lastmanagement	2	3-7	3-8	3-8
Notwendige gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken	72	59-63	52-57	46-51

Quelle: Prognos AG 2012

(2) Die gesicherte Leistung, die in Deutschland durch **thermische Kraftwerke** bereitgestellt werden muss, beträgt auch **2050 noch 46 bis 51 GW**.

(3) Thermische Kraftwerke haben über das Jahr betrachtet eine Verfügbarkeit von 85 % (Gas, Steinkohle) bis 92 % (Kernenergie). In diesen Werten sind die geplanten Revisionen, die in der Regel nicht im Winter stattfinden, berücksichtigt. Im Moment der Jahreshöchstlast (Winter) ist demnach eine höhere Verfügbarkeit anzusetzen. Konservativ unterstellen wir für diese Untersuchung für alle thermischen Kraftwerke einen mittleren Wert von 90 %.

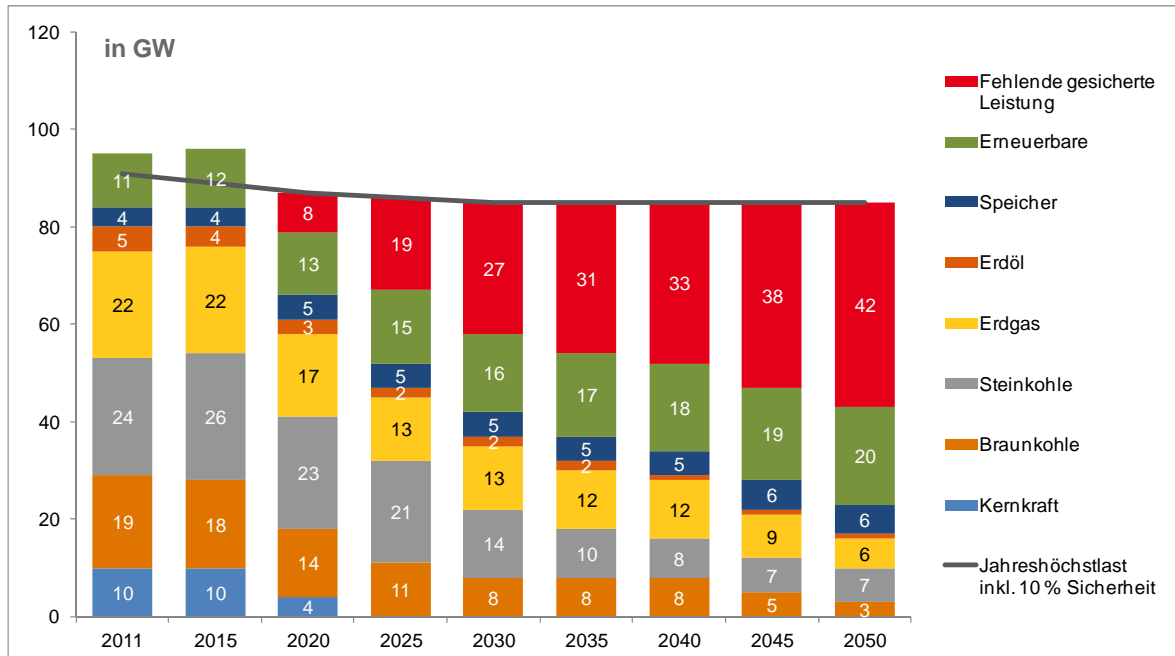
5.6 Statische Leistungsbilanz des heutigen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050

(1) Bei einer statischen Betrachtung des heutigen Kraftwerksparks, bei der **feste Kraftwerkslebensdauern**² unterstellt werden, ergibt sich ab dem Jahr 2020 in Deutschland eine Knappheit an Erzeugungskapazität. Durch eine vorzeitige Stilllegung von Bestandskraftwerken aufgrund einer fehlenden Wirtschaftlichkeit kann eine Knappheitssituation bereits früher auftreten.

(2) Das Durchschnittsalter des deutschen Steinkohlekraftwerksparks beträgt heute rund 35 Jahre. Es gibt 30 Anlagen die zwischen 1960 und 1970 gebaut wurden, weitere 15 aus den 1970-er Jahren und 23 aus dem Jahrzehnt bis 1990. Besonders die ältesten Steinkohlekraftwerke ohne KWK und damit ohne Zusatzerlöse aus dem Wärmegeschäft sind von einer früheren Stilllegung betroffen. Durch Restriktionen im Übertragungsnetz kann es zudem auch regional zu stärkeren **Engpässen** kommen.

² Folgende technische Lebensdauern werden unterstellt: 45 Jahre für Braun- und Steinkohle-Kraftwerke, 40 Jahre für Erdgas- und Ölkraftwerke, Kernenergie entsprechend dem aktuellen Ausstiegsbeschluss.

Abbildung 10: Entwicklung der Differenz zwischen gesicherter Nettoerzeugungsleistung³ und der Jahreshöchstlast bis zum Jahr 2050 in GW



Quelle: Prognos AG

(2) Die aus heutiger Sicht **fehlende gesicherte Kraftwerksleistung** könnte bis zum Jahr 2020 durch den Erhalt von Bestandskraftwerken oder den zügigen Neubau von Kraftwerken ausgeglichen werden. Da der Neubau von Kraftwerken unter den aktuellen Marktbedingungen in vielen Fällen nicht wirtschaftlich darstellbar ist und die Leistung aus Neubaukraftwerken aufgrund langer Vorlaufzeiten erst nach vielen Jahren verfügbar wird, werden Bestandskraftwerke bzw. Maßnahmen zur **Verlängerung der Lebensdauer** dieser Kraftwerke für die **Versorgungssicherheit** immer wichtiger.

Langfristig gesehen ergibt sich bis zum Jahr 2050 bei dieser statischen Betrachtung ein Bedarf an gesicherter Leistung von mindestens 42 GW, der durch neue Kraftwerke, modernisierte Bestandsanlagen, durch Interkonnektoren oder durch Lastmanagement gedeckt werden muss. Bereits bis zum Jahr 2020 fehlen 8 GW, bis zum Jahr 2030 wächst die Kapazitätslücke auf 27 GW. Werden Kraftwerke vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer frühzeitig abgeschaltet, liegen diese Werte noch höher.

³ Berücksichtigung der heute in Betrieb und im Bau befindlichen thermischen Kraftwerke, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Speicher.

6 Neubau versus Modernisierung – ein Systemvergleich

In diesem Kapitel werden zwei mögliche Szenarien zur Entwicklung der Struktur des Kraftwerksparks in Deutschland bis zum Jahr 2050 skizziert. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird dabei nicht variiert. Die beiden Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen beim Kraftwerkszubau und bei der Bereitstellung der konventionellen Stromerzeugung.

6.1 Szenariendefinition: Neubau versus Modernisierung

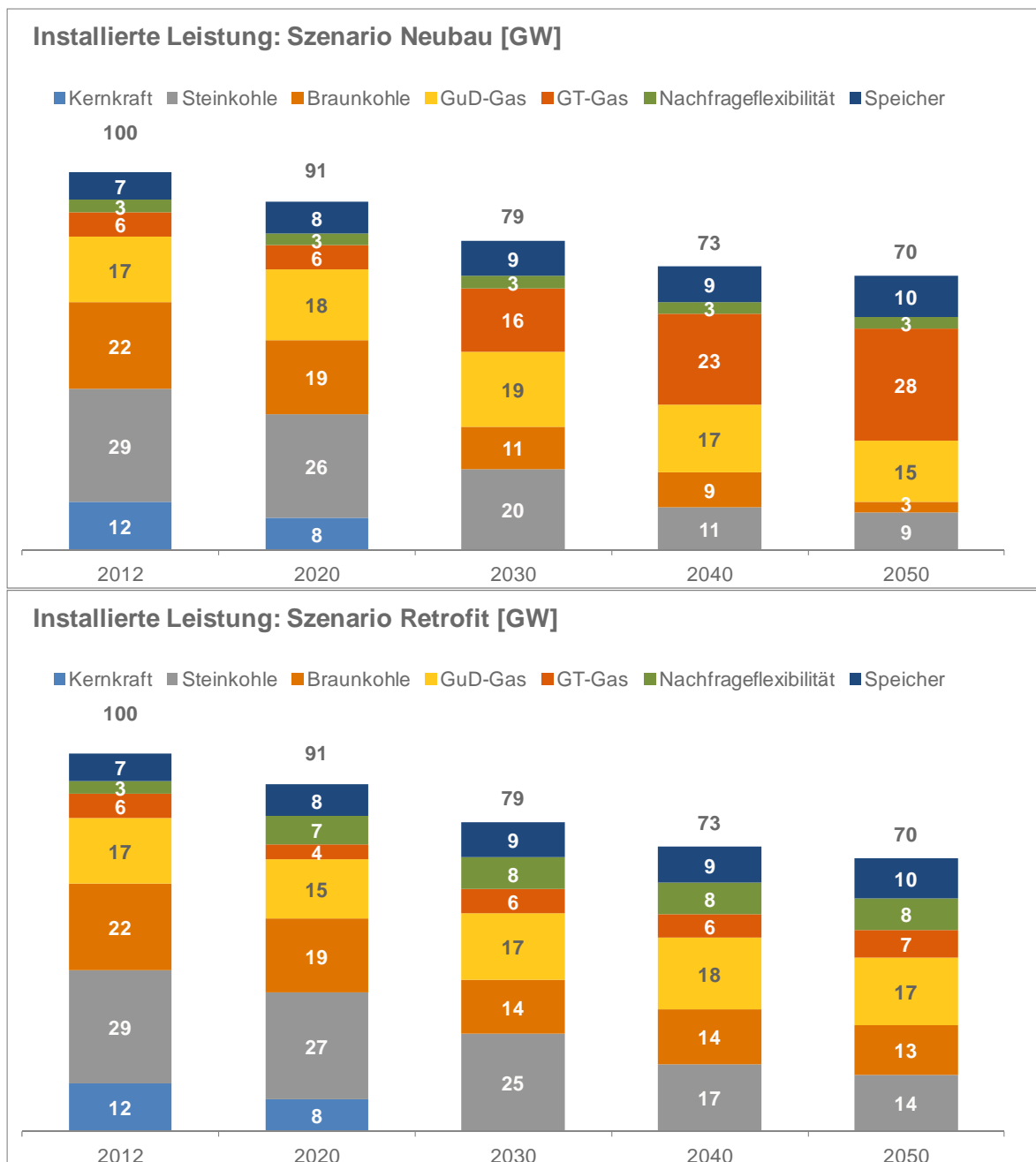
(1) Im **Szenario Neubau** wird davon ausgegangen, dass durch eine Änderung des Strommarktdesigns die Errichtung von neuen Kraftwerkskapazitäten gefördert wird. Dabei wird das Design so ausgestaltet, dass Bestandsanlagen davon nicht profitieren können und der Neubau von Kapazitäten für die Investoren attraktiver ist als lebensdauererlängernde Maßnahmen an Bestandskraftwerken vorzunehmen.

(2) Im Unterschied dazu wird im **Szenario Retrofit** unterstellt, dass hier lebensdauererlängernde Maßnahmen bei Bestandskraftwerken prinzipiell wirtschaftlich darstellbar sind. Dies kann kurzfristig beispielweise durch die Einrichtung einer strategischen Reserve erfolgen. Mittel- und langfristig kann dies durch das Zulassen von Knappheiten im Erzeugungspark (abgesichert durch eine strategische Reserve) die entsprechende Preisspitzen auslösen bzw. durch die Einführung von Kapazitätselementen, welche auch für Bestandskraftwerke attraktiv sind, umgesetzt werden.

6.2 Modellergebnisse: Kraftwerksstruktur und Stromerzeugung

(1) Der Kraftwerkszubau wurde in beiden Szenarien modellgestützt berechnet. In beiden Szenarien gibt es keinen – über die bereits im Bau befindlichen Kohlekraftwerke hinausgehenden – wirtschaftlichen Zubau von neuen Braun- oder Steinkohlekraftwerken. Im Szenario Neubau wird eine Kapazitätsprämie für die Errichtung von neuen Kraftwerksanlagen gezahlt. Die Berücksichtigung von Bestandsanlagen ist in diesem Szenario nicht vorgesehen. Kapitalkostengünstige Erzeugungstypen, wie Gasturbinen-Kraftwerke und GuD-Kraftwerke, profitieren stärker von Kapazitätsprämien als kapitalintensive Kohlekraftwerke.

Abbildung 11: Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne erneuerbare Energien) bis zum Jahr 2050, im Szenario Neubau (oben) und im Szenario Retrofit (unten) in GW



Quelle: Prognos AG 2012

(2) Im **Szenario Neubau** steigt die installierte Leistung der Gasturbinenkraftwerke auf 28 GW. Die Errichtung von neuen GuD-Kraftwerken ist nur bei einer vorhandenen Wärmesenke und einer Auslegung für den KWK-Betrieb wirtschaftlich möglich, daher sinkt die installierte Leistung der GuD-Anlagen langfristig von heute

17 GW auf 15 GW. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Kapazitätsprämien für Neuanlagen zukünftig ausreichende Anreize für den Aufbau neuer Kapazitäten entstehen und dass nur selten hohe Strompreisspitzen auftreten. Damit ist die Erschließung zusätzlicher Lastmanagementpotenziale auch langfristig nicht zu erwarten, da diese sich erst durch Kapazitätsengpässe und hohe Strompreise rentieren.

(3) Im **Szenario Retrofit** müssen sich der Betrieb und der Neubau von Kraftwerken im Wesentlichen durch die Erlöse am Strommarkt (und Wärmemarkt bei KWK-Anlagen) finanzieren. Durch die höheren Preise am Strommarkt ist der Weiterbetrieb eines Teils der Bestandsanlagen über ihre technische Lebensdauer hinaus wirtschaftlich. Im Jahr 2050 sind somit noch Braun- und Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 25 GW am Netz, also etwa doppelt so viele wie im Szenario Neubau.

Um Kraftwerke über ihre übliche technische Lebensdauer hinaus betreiben zu können, sind in der Regel zusätzliche Investitionen notwendig. Bei den hier unterstellten Maßnahmen wird keine signifikante Verbesserung der Kraftwerkswirkungsgrade unterstellt. Auf Basis von bekannten Projekten aus der Vergangenheit wird hier ein mittlerer Wert von 250 Euro pro kW_{el} für die Verlängerung der Kraftwerkslebensdauern um 10 bis 15 Jahre unterstellt.

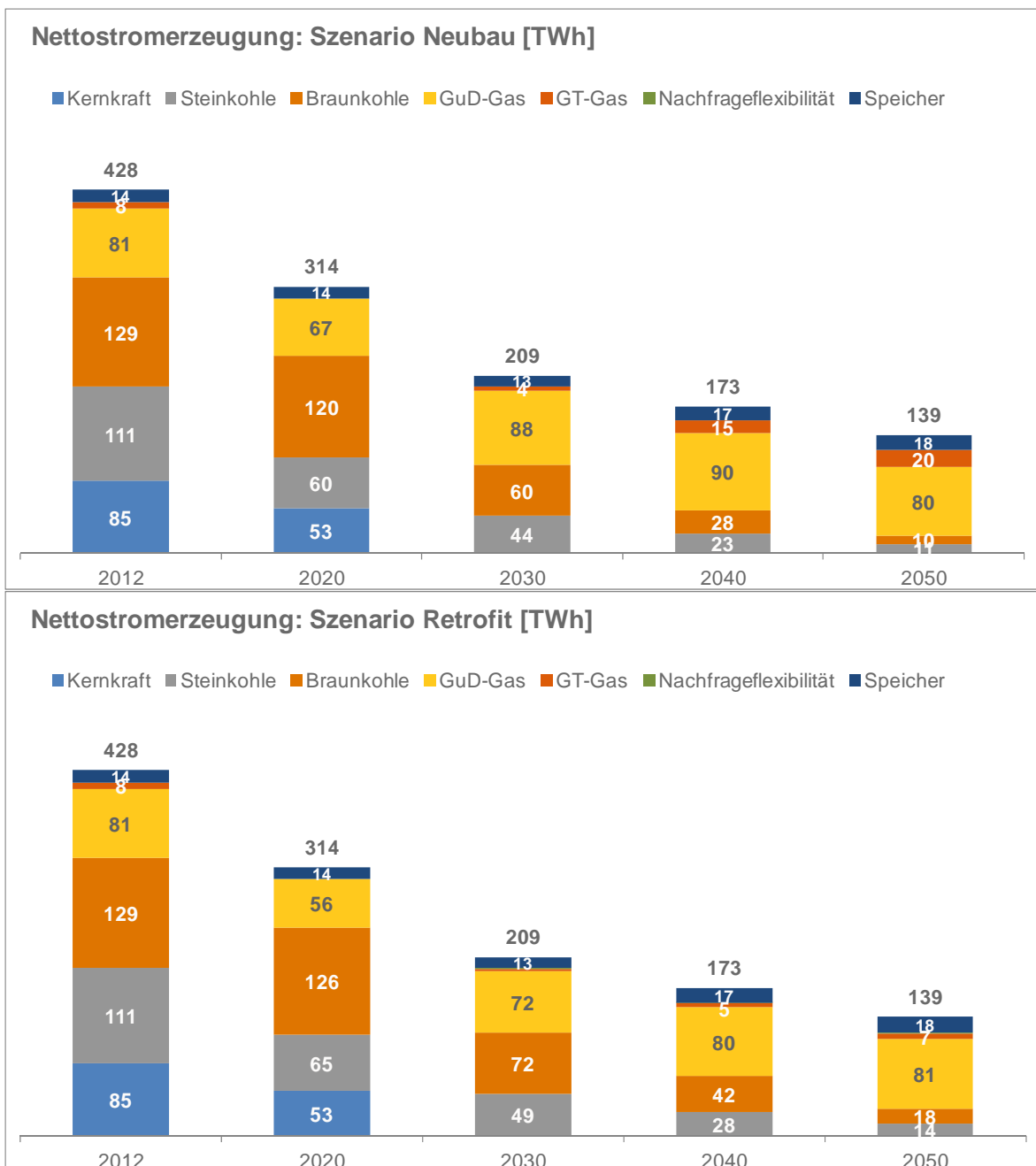
Neben der höheren installierten Leistung der Kohlekraftwerke leisten in diesem Szenario auch GuD-Anlagen und das Lastmanagement einen höheren Beitrag zur Sicherstellung der Stromversorgung. Aufgrund der in einzelnen Stunden sehr hohen Strompreise ist die Finanzierung dieser Optionen im Gegensatz zum Szenario Neubau möglich. Für die Nutzung der Nachfrageflexibilität wurde ein Kostenbereich von 200 bis 1.000 Euro₂₀₁₁ pro MWh angenommen.

(4) Der Neubau von Gasturbinenkraftwerken ist in diesem Szenario aufgrund der fehlenden Kapazitätsvergütung nur in sehr wenigen Fällen wirtschaftlich darstellbar. Im Jahr 2050 ist die installierte Leistung dieser Anlagen mit 7 GW um 21 GW niedriger als im Szenario Neubau.

Die **Struktur der Stromerzeugung** weicht zwischen beiden Szenarien entsprechend der unterschiedlichen Zusammensetzung des Kraftwerksparks voneinander ab. Im Szenario Retrofit ist die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken etwas höher als im Szenario Neubau, insbesondere im Zeitraum zwischen 2020 und 2040. Im Jahr 2050 ist der Erzeugungsunterschied zwischen den beiden Szenarien eher klein, da GuD-Anlagen in beiden Szenarien aufgrund ihrer verhältnismäßig guten Wirtschaftlichkeit und KWK-Anforderungen den größten Teil der Jahresarbeit verrichten. In Si-

tuationen mit einer hohen Residuallast kommen im Szenario Neubau dann vorwiegend Gasturbinen-Kraftwerke zum Einsatz, während im Szenario Retrofit Kohlebestandsanlagen einen größeren Beitrag leisten.

Abbildung 12: Entwicklung der Nettostromerzeugung (ohne erneuerbare Energien) bis zum Jahr 2050 im Szenario Neubau (oben) und im Szenario Retrofit (unten) in TWh



Quelle: Prognos AG 2012

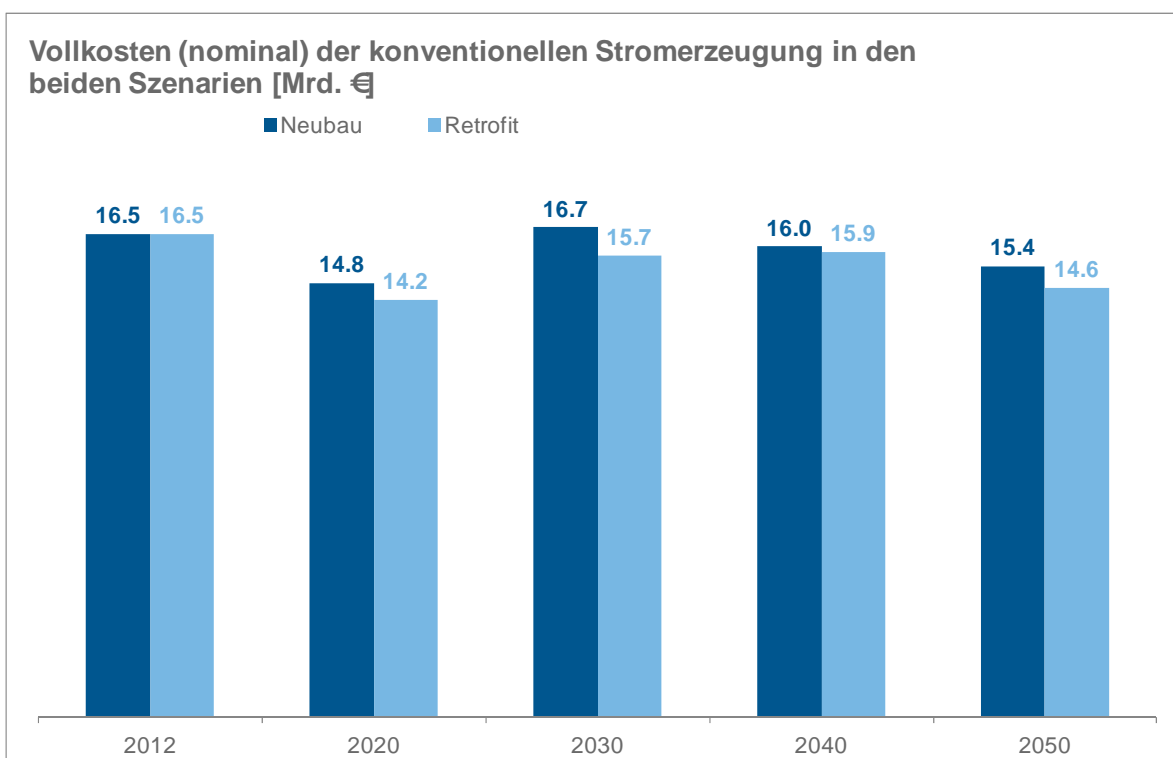
6.3 Vollkosten der Stromerzeugung

(1) Die Vollkosten der **konventionellen Stromerzeugung** und der Leistungsbesicherung enthalten die Kapitalkosten für die Kraftwerke, die Brennstoffkosten, die variablen und fixen Betriebskosten sowie die Kosten, die für den Kauf von CO₂-Zertifikaten anfallen.

(2) Die Vollkosten im **Szenario Retrofit** liegen im Zeitraum 2012 bis 2050 **unter den Vollkosten im Szenario Neubau**, im Mittel um etwa 600 Millionen Euro pro Jahr.

Über den gesamten **Zeitraum** bis zum Jahr 2050 unterschreiten die Vollkosten im Szenario Retrofit um etwa 24 Milliarden Euro die Kosten im Szenario Neubau, bis zum Jahr 2020 sind es bereits rund 4 Milliarden Euro und bis zum Jahr 2030 rund 11 Milliarden Euro.

Abbildung 13: *Nominale⁴ Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 in Mrd. Euro*

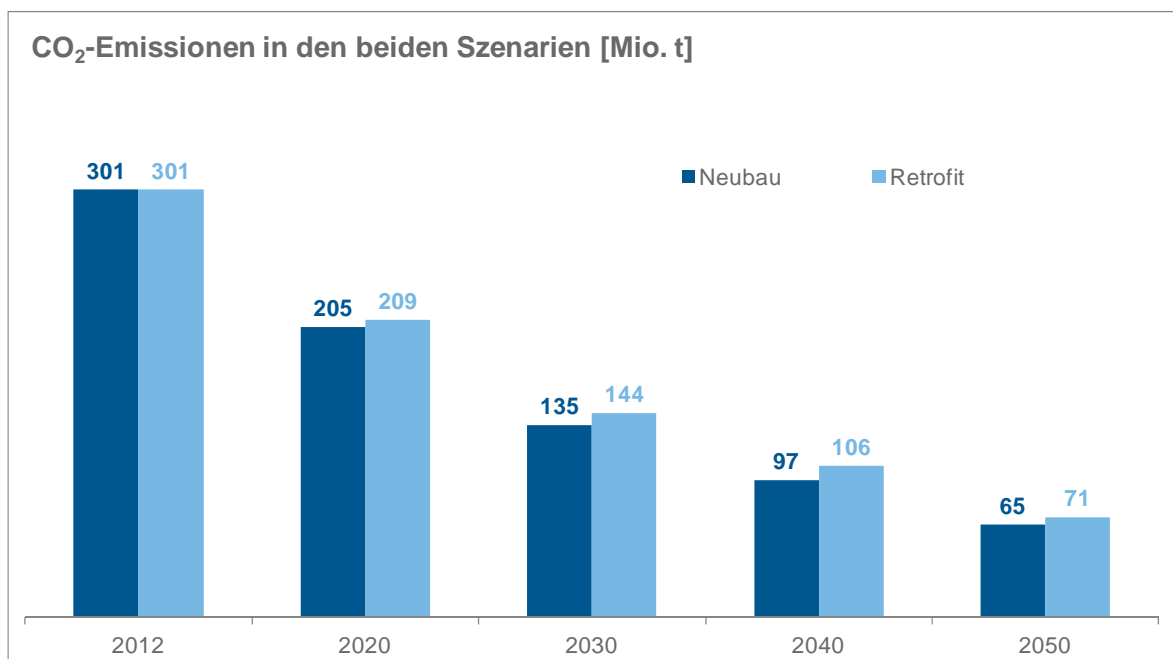


Quelle: Prognos AG 2012

⁴ Annahme: Mittlere Inflationsrate im Zeitraum bis 2050: 1,4 %/a

(3) Der größte Unterschied zwischen den Kosten der beiden Szenarien entsteht durch die gegenüber dem Bau von neuen Anlagen **geringeren Kapitalkosten** der ertüchtigten **Bestandsanlagen**. Durch die höheren CO₂-Emissionen der Bestandskraftwerke müssen im Szenario Retrofit mehr CO₂-Zertifikate als im Szenario Neubau gekauft werden. Im Zeitraum 2012 bis 2050 liegen die CO₂-Emissionen im Szenario Retrofit jährlich im Mittel um 6,5 Millionen Tonnen (vgl. Abbildung 14). Insgesamt liegen die Emissionen um etwa 250 Millionen Tonnen über den Emissionen im Szenario Neubau. Bei dem unterstellten steigenden CO₂-Zertifikatspreis nimmt der Staat über diesen Zeitraum durch den Verkauf der CO₂-Zertifikate im Szenario Retrofit zusätzlich etwa 7,5 Milliarden Euro₂₀₁₁ ein.

Abbildung 14: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 in Mio. t (ohne Vorkette)

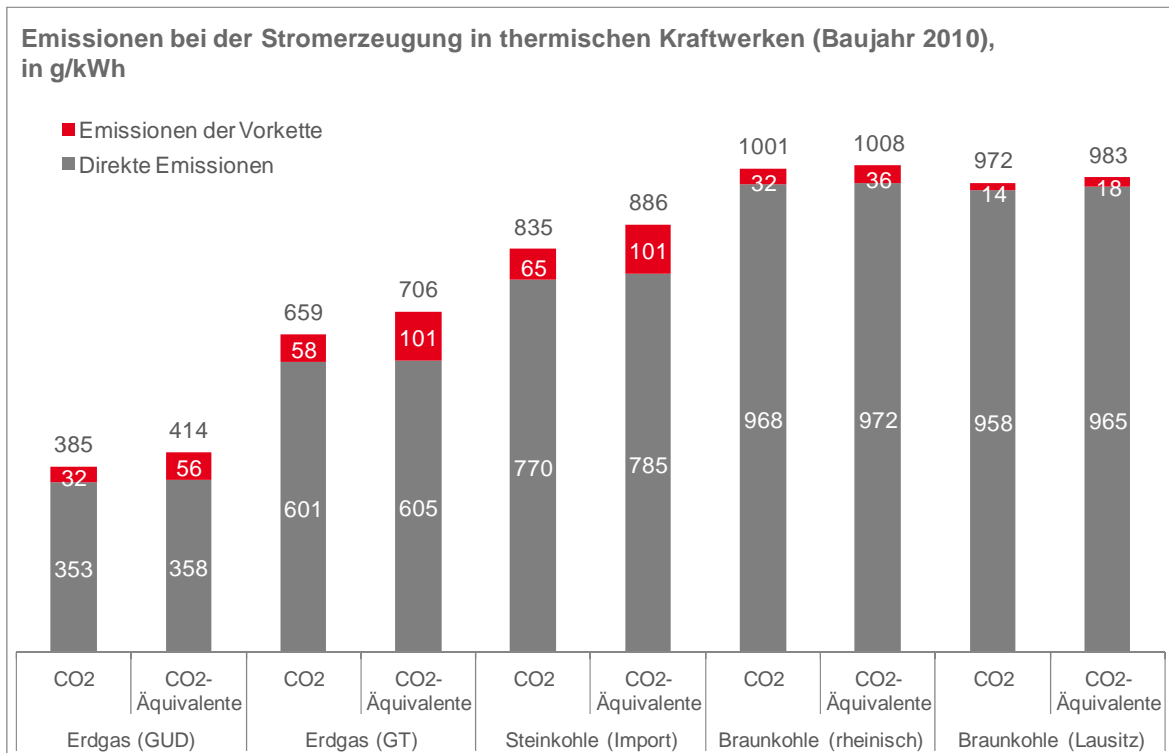


Quelle: Prognos AG 2012

(4) Die Berechnungen der **CO₂-Emissionen** erfolgten mit Hilfe des eingesetzten anlagenscharfen Kraftwerksparkmodells. Damit wurden die spezifischen **Wirkungsgrade** in den entsprechenden Lastzuständen der einzelnen Blöcke sowie die entsprechende CO₂-Intensität der eingesetzten Brennstoffe berücksichtigt.

Die folgende Abbildung zeigt vereinfacht die **Emissionsfaktoren** der typischen konventionellen Kraftwerkstypen, jeweils für einen Kraftwerksneubau aus dem Jahr 2010.

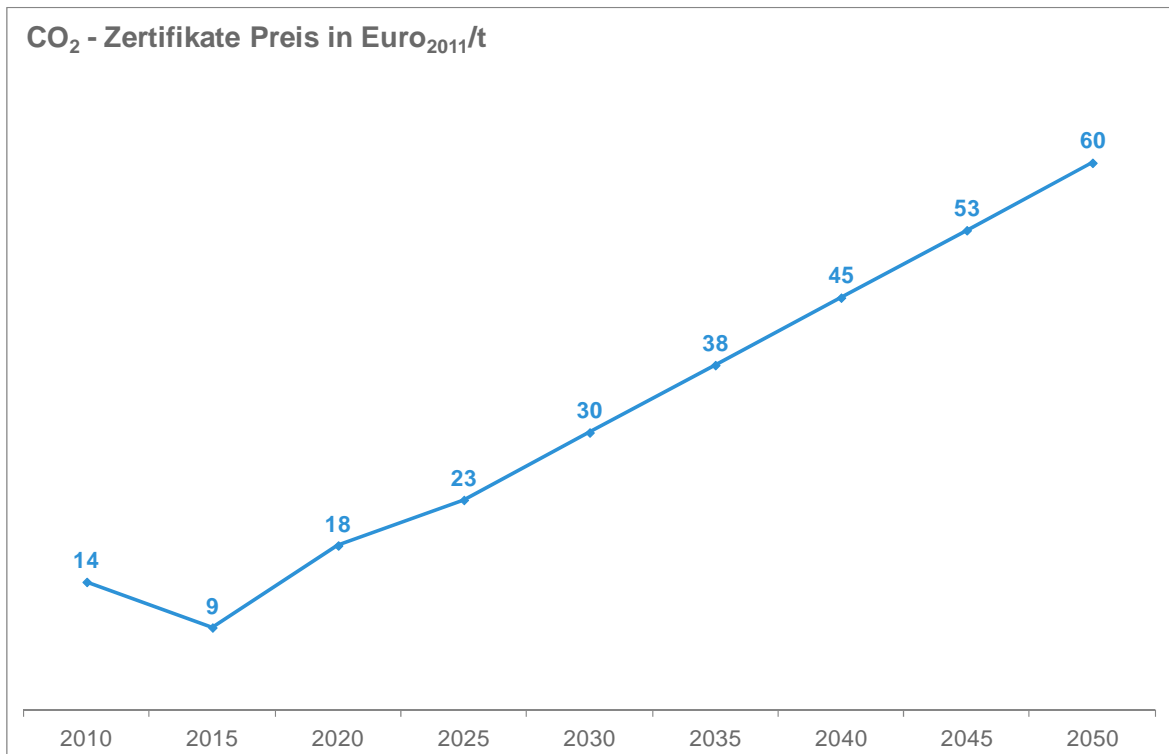
Abbildung 15: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung in neuen Kraftwerken mit und ohne Vorkette



Quelle: eigene Darstellung, Daten gemäß ProBas

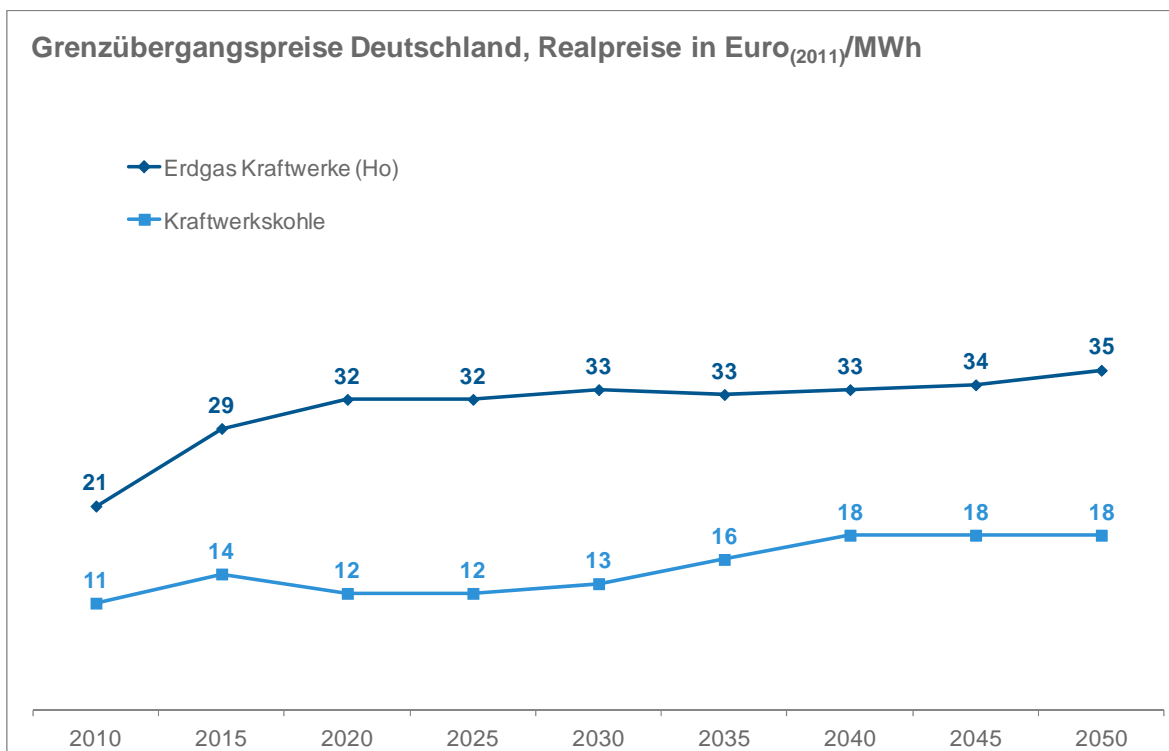
(5) Die beiden folgenden Abbildungen zeigen die für die Szenarienrechnungen **angenommenen Preise** für CO₂-Zertifikate sowie für Erdgas und Kraftwerkskohle.

Abbildung 16: Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG 2012

Abbildung 17: Entwicklung der Grenzübergangpreise für Erdgas und Kraftwerkskohle bis zum Jahr 2050



Quelle: Prognos AG 2012

7 Fazit

(1) **Thermische Kraftwerke** werden auch langfristig für die Gewährleistung der **Versorgungssicherheit** eine wichtige Rolle einnehmen. Speichertechnologien und der grenzüberschreitende Kapazitätsaustausch stehen auf absehbare Zeit in ausreichendem Umfang nicht für die Leistungsabsicherung bereit.

(2) Zur **Leistungsabsicherung** sind unter Berücksichtigung der erneuerbaren Energie, Lastmanagement, des internationalen Netzausbaus sowie des Ausbaus von inländischen Speichern mindestens 59 GW (2020), 52 GW (2030) bzw. 46 GW (2050) an regelbarer gesicherter Kraftwerksleistung nötig. Diese wird auch langfristig im Wesentlichen durch konventionelle thermische Kraftwerke gewährleistet. Im Jahr 2050 werden diese in Spitzenlastzeiten über die Hälfte der gesicherten Leistung bereitstellen.

(3) Die Bereitstellung der Kraftwerksleistung kann über den Neubau von Kapazitäten erfolgen oder durch Retrofit von Altanlagen. Im Szenarienvergleich führt ein Marktdesign, welches lebensdauerverlängernde Maßnahmen bei **Bestandskraftwerken** wirtschaftlich ermöglicht, jedoch zu **volkswirtschaftlichen Vorteilen** gegenüber einem Stromversorgungssystem, das stärker auf den Neubau von thermischen Kraftwerken ausgerichtet ist.

(4) Die Vollkosten des konventionellen Stromerzeugungssystems liegen bei der Nutzung von Bestandskraftwerken im Zeitraum bis zum Jahr 2050 in Summe über die Jahre insgesamt um etwa **24 Milliarden Euro niedriger** als in einem Szenario, welches auf Neubau setzt. Die Auswirkungen auf die mittel bis langfristigen Klimaschutzanstrengungen sind dabei vergleichsweise gering. Auch mit einem System, das auf Retrofits von Bestandsanlagen setzt, lassen sich langfristig die Klimaziele erreichen.

(5) Die Finanzierung von Retrofits kann durch das Zulassen von **Knappheitspreisen** erfolgen, oder alternativ durch einen für Altanlagen offenen und diskriminierungsfreien Kapazitätsmechanismus. Die Möglichkeit einer Finanzierung zu Knappheitspreisen setzt jedoch voraus, dass eine signifikante Nachfrageflexibilität im Markt zur Verfügung steht. Ist dies nicht in ausreichendem Maße gegeben, müssen Mechanismen gefunden werden, die Grenzkraftwerken die Finanzierung ihrer Fixkosten ermöglichen. Die Einführung einer strategischen Reserve, möglichst mit marktbasierenden Mechanismen, kann eine Art Versicherung gegenüber Stromausfällen darstellen, so lange Unsicherheiten über die Aktivierung der Nachfrageflexibilität bestehen. Kurz- bis mittelfristig droht aufgrund der jetzigen Marktsituation die Stilllegung von Kraftwerken, deren Erhalt langfristig sinnvoll erscheint.

8 Anhang: Glossar

Biomasse

Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) werden die als Biomasse geltenden Stoffe in der Biomasseverordnung definiert. Unter dem Oberbegriff Biomasse werden demnach Energieträger pflanzlicher oder tierischer Herkunft sowie deren Folge- und Nebenprodukte verstanden. Hieraus lassen sich feste, flüssige und gasförmige (Biogas) Energieträger gewinnen.

Blockheizkraftwerk (BHKW)

Modular aufgebaute Anlage zur Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme, bei welcher das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird. Übliche BHKW-Module haben eine elektrische Leistung zwischen 5 und maximal 10.000 kW.

Bruttostrombedarf

Gesamtstrombedarf eines Jahres, beinhaltet neben dem Endenergieverbrauch auch die Netzverluste, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und den Stromeinsatz im Umwandlungssektor.

Bruttostromerzeugung

Direkt an der Generatorklemme gemessene Stromerzeugung von Kraftwerken und anderen Stromerzeugungsanlagen, in der Regel bezogen auf ein Bezugsjahr.

Cap and Trade

„Begrenzen und Handeln“ ist der leitende Gedanke des Emissionshandelssystems der EU (ETS), um die Emissionsvermeidung zu möglichst geringen Kosten zu ermöglichen. Hierzu wird ein knappes, EU-weites Gesamtbudget an Emissionsrechten handelbar gemacht.

CO₂

Kohlenstoffdioxid, auch Kohlendioxid gebräuchlich

CO₂-Äquivalente

Zur Vergleichbarkeit verschiedener Treibhausgase (CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆) werden entsprechende Bemessungsäquivalente (CO₂ Äquivalente) festgelegt. Dabei wird das globale Erwärmungspotential der anderen Gase in Relation zur Klimawirksamkeit von CO₂ gestellt. Ausgedrückt wird dieser Zusammenhang durch das Global Warming Potential, das vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) festgelegt wurde.

Elektrischer Nettowirkungsgrad

Verhältnis von Stromabgabe ans Netz und Brennstoffeinsatz einer Stromerzeugungsanlage im optimalen Anlagenbetrieb.

Erneuerbare/ regenerative Energien

Bezeichnet Energie aus Quellen, die nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich sind. Hierzu zählen: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme und Meeresenergie.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, welches den Ausbau von Energieversorgungsanlagen vorantreiben soll, die aus sich erneuernden (regenerativen) Quellen gespeist werden.

Fossile Energieträger

Fossile Energieträger sind Brennstoffe, die wie Braunkohle, Steinkohle, Torf, Erdgas und Erdöl in geologischer Vorzeit aus Abbauprodukten von abgestorbenen Pflanzen und Tieren entstanden sind.

Gesicherte Leistung

Von der installierten Kraftwerksleistung (Nennleistung) ist die gesicherte Leistung zu unterscheiden. Die gesicherte Leistung einer Anlage ist geringer als die installierte Leistung, da sie geplante und ungeplante Stillstandszeiten als Abschlagfaktor auf die installierte Leistung berücksichtigt. Zu den geplanten Stillstandszeiten zählen beispielsweise die Abschaltung der Anlage für Wartungsarbeiten oder voraussehbare Reparaturen. Ungeplante Stillstandszeiten treten meist nach technischen Defekten auf, die den Weiterbetrieb der Anlage kurzfristig verhindern. Die Grundlage zur Berechnung der gesicherten Leistung sind statistische Auswertungen über die mittlere jährliche Einsatzbereitschaft der verschiedenen Stromerzeugungsanlagen.

Grundlast

Die Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die während eines Tages im Stromnetz nicht unterschritten wird. Da der niedrigste Stromverbrauch meist nachts auftritt, wird die Höhe der Grundlast bestimmt von Industrieanlagen, die nachts produzieren, Straßenbeleuchtung und Dauerverbrauchern in Haushalten und Gewerbe. Zur Deckung der Grundlast werden Grundlastkraftwerke eingesetzt, die sehr niedrige Stromgestehungskosten aufweisen, jedoch nur mit großem Aufwand regelbar sind. Sie sind nahezu jeden Tag rund um die Uhr (6.000 - 8.760 Volllaststunden) in Betrieb, um die Grundstromversorgung zu decken. Wird der Grundverbrauch überschritten, so werden zur Deckung des zusätzlichen elektrischen Verbrauchs Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingesetzt.

Installierte Bruttoleistung

Maximal abrufbare Leistung, mit der ein Kraftwerk Strom in das Stromnetz abgeben kann.

Jahreshöchstlast

Bezeichnung für die höchste gleichzeitige Stromnachfrage (Last), die innerhalb eines Kalenderjahres in einem Stromverbund auftritt. Diese Last muss durch die in diesem Stromverbund verfügbare Leistung (Kapazität) des Kraftwerksparks gedeckt werden. Die gebräuchliche Einheit für die Jahreshöchstlast in Deutschland ist Gigawatt.

Jahreswirkungsgrad (brutto/ netto)

Bezeichnet das Verhältnis zwischen der Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und dem Brennstoffeinsatz eines Jahres. Im Vergleich zum Jahreswirkungsgrad (brutto) ist der Jahreswirkungsgrad (netto) um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt.

Kapazität

Bei der Beschreibung von Kraftwerken häufig als Synonym verwendet für Leistung (gesichert bzw. verfügbar). Die installierte Leistung eines Kraftwerks entspricht der installierten Kapazität dieses Kraftwerks.

Kostenbasierter Redispatch

Dabei werden, bei Ausgleich der entstehenden Kosten, Erzeuger vor einem Engpass heruntergefahren bzw. die Last erhöht. Hinter einem Netzengpass verhält es sich genau umgekehrt. Dieses Verfahren dient jedoch nur der kurzfristigen Beseitigung von Engpässen und ist für eine langfristige Behebung nicht geeignet, da es wenig Transparenz über den Engpass schafft und keine Anreize für den Netzbetreiber zur Behebung liefert. Die Kosten des Engpassmanagements werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Bei einer mit KWK betriebenen Energiewandlungsanlage wird sowohl die bei der chemischen oder physikalischen Umwandlung von Energieträgern entstehende Wärme als auch die durch die Energieumwandlung erzeugte elektrische Energie zu weiten Teilen genutzt. Durch die Nutzung der Abwärme lässt sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke entscheidend erhöhen.

Kurzfristige Grenzkosten

Kosten, die für die Produktion der nächsten Einheit eines gewünschten Produkts anfallen.

Leistung elektrisch

Die installierte elektrische Leistung (el) ist das Maß für die in den Stromerzeugungsanlagen vorhandene Stromerzeugungskapazität, angegeben in Watt (W). Wird diese Leistung für eine Zeitspanne abgerufen, erzeugt die Anlage Strom (Einheit: Wh). Gebräuchliche Größenordnungen für die Leistung sind Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW). Der in einer Stunde (h) erzeugte Strom beträgt bei einer Leistung von 1 kW eine Kilowattstunde (kWh).

Leistung thermisch

Die thermische Leistung (th), oder auch Wärmeleistung, gibt Auskunft über die in einer Anlage installierte Wärmeerzeugungskapazität. Wie bei der elektrischen Leistung wird diese in Watt (W) angegeben.

Merit Order

Geordnete Einsatzreihenfolge von Anlagen gemäß ihrer kurzfristigen Grenzkosten.

Mittellast

Der Mittellastbereich bezeichnet den Bereich der Tageslastkurve, in dem über die Grundlast hinaus zusätzlicher Strom verbraucht wird. Der zusätzliche Stromverbrauch kann durch Mittellastkraftwerke abgedeckt werden. Diese lassen sich besser regeln als Grundlastkraftwerke. Die Anlagen werden somit zu Zeiten erhöhten Strombedarfs betrieben, ihr Vollaststundenbereich liegt bei 2.000 – 6.000 h pro Jahr. Wenn ihre Leistung nicht mehr ausreicht, kommen Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz, um diese kurzfristigen Energieabforderungen abzudecken.

Nationale Allokationspläne

In Nationalen Allokationsplänen verteilen die Mitgliedstaaten der EU, die am Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) teilnehmen, die ihnen zugeteilten CO₂-Emissionsberechtigungen. Die gegenwärtig relevanten Regelungen beziehen sich dabei auf die zweite Phase des EU-weiten Handels mit Emissionsrechten von 2008 bis 2012. Ab 2013 wird das ETS dahingehend modernisiert, dass die EU-Mitgliedstaaten hierfür keine Nationalen Allokationspläne mehr vorlegen. Es wird stattdessen eine einheitliche EU-weite Obergrenze für Emissionszertifikate gesetzt.

Nennwirkungsgrad (netto)

Bezeichnet das Verhältnis zwischen der Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und dem hierfür notwendigen Brennstoffeinsatz im optimalen Anlagenbetrieb. Im Vergleich zum Nennwirkungsgrad (brutto) ist der Wirkungsgrad um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt.

Spitzenlast

Die Spitzenlast bezeichnet die kurzzeitig auftretende hohe Leistungsnachfrage im Stromnetz. Die Bedarfsspitzen zeichnen sich durch einen starken Anstieg der nachgefragten Leistung aus, so dass für die Stromversorgung schnell regelbare Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Der Betriebsbereich der Spitzenlastkraftwerke liegt zwischen 1 – 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Diese können innerhalb kurzer Zeit hohe Leistungen zur Verfügung stellen und werden in Zeiten des absoluten Spitzenstrombedarfs betrieben.

Verfügbare Leistung

Ist eine theoretische, in Modellen angewandte Größe zur Abbildung der mittleren jährlich verfügbaren Leistung von Stromerzeugungsanlagen. Die verfügbare Leistung entspricht der installierten Leistung der Anlage abzüglich der geplanten und ungeplanten Stillstandszeiten. Sie entspricht der Leistung eines Kraftwerks, die über ein Jahr dauerhaft und gesichert zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

Volllaststunden

Beschreibt als theoretische Größe das Verhältnis von jährlicher Strom- oder Wärmeerzeugung (GWh) zu installierter Bruttoleistung (MW) einer Erzeugungsanlage.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad stellt allgemein das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung dar. Er wird bei Kraftwerken zur Darstellung der Effizienz der Energieumwandlung verwendet.

9 Literaturverzeichnis

- [BEE 2011] Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, 2011
- [BDEW 2010] BDEW-Strompreisanalyse Frühjahr 2010 <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/403780/data/403722/4/rwe/presse-news/so-entsteht-der-strompreis/BDEW-Strompreisanalyse-Fruehjahr-2010.pdf>
- [BGR 2009] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energierohstoffe, 2010, download unter http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe_2009.html
- [BMU 2005] Nationales Klimaschutzprogramm 2005. Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juli 2005; download unter http://www.bmu.de/files/klimaschutz/downloads/application/pdf/klimaschutzprogramm_2005_lang.pdf
- [BMU 2011a] Entwurf: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), Stand: 03.05.2011
- [BMU 2011b] Internationaler Klimaschutz, weiterführende Informationen, download unter http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/doc/37650.php
- [BMWi 2011a] Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Juni 2011, download unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/energie,did=405004.html>
- [BMWi 2011b] Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Januar 2011, download unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-bmwi-versorgungssicherheit-bereich-leitungsgebundene-versorgung-elektrizitaet,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [BMWi 2011c] Zahlen und Fakten – Energiedaten nationale und internationale Entwicklung, Stand 27.04.2011
- [Bund 2004] Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 8. Juli 2004, download unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/tehg/gesamt.pdf>

- [Bund 2010] Energiekonzept, Bundesregierung 2010, download unter http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/energiekonzept-final,property=publicationFile.pdf/energiekonzept-final
- [Bund 2011 a] Beschlüsse des Bundeskabinetts zur Energiewende vom 6. Juni 2011, Bundesregierung, BMU 2011 download unter <http://www.bmu.de/energiewende/doc/47467.php>
- [DLR 2011] Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum 2012, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011)
- [Prognos 2012] Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende, Studie im Auftrag des Weltenergieerat - Deutschland e.V. download unter [http://www.prognos.com/Publikationsdatenbank.28+M59d08f21638.0.html?&tx_atwpubdb_pi1\[showUid\]=329](http://www.prognos.com/Publikationsdatenbank.28+M59d08f21638.0.html?&tx_atwpubdb_pi1[showUid]=329)
- [TSO 2012] Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, IAEW, Consentec, FGH 2012 im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf