

## Kurzexpertise

# ***AKW als Kaltreserve?***

Auftraggeber: Greenpeace e.V., Große Elbstr. 39, 22767 Hamburg

### Auftragnehmer:

IZES gGmbH  
Institut für ZukunftsEnergieSysteme  
Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken  
Tel.: +49-(0)681-9762-840  
Fax: +49-(0)681-9762-850  
[hauser@izes.de](mailto:hauser@izes.de); [luxenburger@izes.de](mailto:luxenburger@izes.de); [zipp@izes.de](mailto:zipp@izes.de)

Autoren: Eva Hauser, Martin Luxenburger, Alexander Zipp

Saarbrücken, den 16.06.2011

## Übersicht

1	Definitionen von und Motivation für Kaltreserve .....	1
2	Fokus: Atomkraftwerke als Reservekraftwerke .....	3
3	Versorgungssicherheit und Bedarf an zusätzlicher Kaltreserve .....	5
4	Fazit und Handlungsempfehlungen.....	8
	Anhang 1: Spitzenlaststunden 2008 und 2010 .....	10
	Anhang 2: Verteilung der Spitzenlaststunden in 2010 .....	11

## 1 Definitionen von und Motivation für Kaltreserve

Der Betrieb eines Kraftwerks oder Kraftwerkblocks in der **Kaltreserve** (auch Stand-by-Betrieb) wird nicht einheitlich definiert, kann jedoch gegenüber der **Stilllegung** klar abgegrenzt werden. Wichtigstes Merkmal ist die Aufrechterhaltung der Betriebsgenehmigung und die Möglichkeit der Reaktivierung nach einer gewissen Vorlaufzeit.

Von sehr unterschiedlicher Dauer kann die Wiederinbetriebnahme des Kraftwerks sein; je nach Kraftwerkstyp und Art der Reservebetriebsführungen im Stunden bis Wochenbereich. Die DKE<sup>1</sup> [DKE 2011] definiert Kaltreserve wie folgt: „gesamte verfügbare Erzeugungseinheiten, die in Reserve stehen und deren Anfahrvorgang mehrere Stunden beansprucht“.

Als Kraftwerke in der Kaltreserve versteht die Bundesnetzagentur [BNetzA 2011] hingegen Kraftwerke, „die sich in einem Konservierungszustand befinden und nur durch umfangreiche Vorbereitungen und ausreichend Vorlauf (mehrere Monate) wieder in Betrieb zu nehmen sind.“<sup>2</sup>

Da die Reaktivierungszeit sehr unterschiedlich ausfallen kann, wird teilweise von „Warmreserve“ und „Kaltreserve“ gesprochen, wobei keine klare Unterscheidung zwischen beiden getroffen wird.

Eine weitere Abgrenzung ist zwischen **Spitzenlastkraftwerken** und Kraftwerken in der Kaltreserve zu treffen, wenngleich der Übergang hier teilweise fließend erscheint. Spitzenlastkraftwerke (etwa Gasturbinen) werden für nur wenige Betriebsstunden im Jahr ausgelegt und versuchen, sich in diesen Zeiträumen zu refinanzieren. Die sporadische Produktion von Elektrizität ist somit die übliche Betriebsweise dieser Kraftwerke.

Generell kommen zur Kaltreserve ältere, teilweise bereits abgeschriebene Kraftwerke in Frage, deren Bereithaltung mit geringen Instandhaltungs- und Personalkosten verbunden ist. Zu den Kraftwerken der Kaltreserve gehören etwa ältere Mittellastkraftwerke mit verhältnismäßig schlechtem Wirkungsgrad, deren Betrieb im Hinblick auf die Kostensituation (z.B. für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Zertifikate) nicht mehr profitabel erscheint. Darüber hinaus finden sich jedoch auch typische Spitzenlastkraftwerksarten in der Kaltreserve. Gegenüber den aktiven, vermarkteten Erzeugungseinheiten weisen diese jedoch z.B. ebenfalls einen schlechteren Wirkungsgrad auf und stehen erst nach einer gewissen Inbetriebnahmezeit zur Verfügung (im Gegensatz zur sekundenschnellen Zuschaltung aktiver Spitzenlastkraftwerke).

---

<sup>1</sup> Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

<sup>2</sup> Definitionen aus [UBA 2011, S. 6] und [Öko-Institut 2011, S. 16] sind vergleichbar

Unterschiedliche Angaben zur Kaltreserve ergeben sich aufgrund fehlender Veröffentlichungen zum Bestand in Kaltreserve stehender Kraftwerke. So lässt etwa das Kraftwerksnetzanschlussregister gemäß KraftNAV keinen ausreichenden Rückschluss auf Kraftwerke in Kaltreserve zu. Die Übertragungsnetzbetreiber verschaffen sich derzeit jedoch einen Überblick zu den Kaltreservekraftwerken [BNetzA 2011, S. 37]. Eine schriftliche Anfrage an die Bundesregierung<sup>3</sup> bzgl. der Kraftwerksleistung in Kaltreserve wurde mit dem Verweis auf eine aktuelle Analyse der Bundesnetzagentur, ohne Angabe einer expliziten Zahl, beantwortet. Ein Blick auf vergangene Beispieljahre zeigt, dass sich die geschätzte Kaltreserve stets im Bereich von ca. 1 bis 3 GW bewegt hat. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke in einem Konservierungsstatus, deren Reaktivierung im Wochen- bis Monatsbereich möglich sei. Über welchen Zeitraum Kraftwerke in der Kaltreserve verbleiben (etwa auch saisonal) und in welcher Häufigkeit eine Reaktivierung stattgefunden hat, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Der erheblich höhere Wert des Öko-Instituts zur Kaltreserve im Jahr 2011 könnte auf eine ausführlichere Recherche, auch kleiner nicht meldepflichtiger Erzeugungsanlagen, zurückzuführen sein. Von Bedeutung ist im aktuellen Jahr jedoch auch der Übergang des Kraftwerks Pleinting (ca. 700 MW) aus der Kaltreserve in die Stilllegung. Das Umweltbundesamt subtrahiert bereits die Leistung dieses Kraftwerks in seiner Angabe zur Kaltreserve.

<b>Konservierte Kraftwerke</b>					
[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Gas/Öl	<b>Gesamt</b>	Quelle
2001	k.A.	k.A.	k.A.	<b>1,7</b>	[Lang 2007]
2005	k.A.	k.A.	k.A.	<b>3,3</b>	[Lang 2007]
	k.A.	1,134	1,884	<b>3,018</b>	[EWI 2007]
2006	k.A.	1,195	1,434	<b>2,629</b>	[EWI 2007]
2011	ca. 0,39	ca. 0,42	ca. 1,69	<b>2,5</b>	[Öko-Institut 2011]
	k.A.	k.A.	k.A.	<b>1,25</b>	[BnetzA 2011]
	k.A.	k.A.	k.A.	<b>1,6</b>	[UBA 2011]

Tabelle 1: Kraftwerke in Kaltreserve

Da mit der Kaltreserve weiterhin laufende und einmalige Kosten verbunden sind (z.B. für Personal, Konservierungsmaßnahmen, Instandhaltung...) ist nach den Motiven zur Wahl dieser Betriebsweise zu fragen, die dazu führen, dass diese Wahl in periodischen Abständen und bei wechselnden Rahmenbedingungen getroffen bzw. ggf. revidiert wird:

<sup>3</sup> Schriftliche Fragen an die Bundesregierung im Monat Mai 2011, Frage Nr. 430

- Aussicht auf eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Annahme einer steigenden Stromnachfrage
- Zur Risikovorsorge bei Ausfall großer Kraftwerke oder ungewöhnlicher Kälteperioden im Winter

Sofern keine Vergütung für die Vorhaltung von Kapazitäten gezahlt wird (wie beispielsweise bei der Regelenergie) muss der Erzeuger seine Kosten und Gewinnansprüche durch die Erzeugung und Vermarktung von Elektrizität decken. Da die Wiederinbetriebnahme oftmals nicht oder nur sehr kurzzeitig eintritt, müssen die Reservehaltungskosten möglichst minimal sein.

## 2 Fokus: Atomkraftwerke als Reservekraftwerke

Unter Beachtung der oben getroffenen Aussage, dass die Kosten der Reservevorhaltung aus betriebswirtschaftlicher Sicht gering sein müssten, damit ein Kraftwerksbetreiber dies ohne einen zusätzlichen monetären Anreiz tun wird, folgt eine Einschätzung, ob und in welcher Form Kernkraftwerke als Reservekraftwerke eingesetzt werden können und welchen Einfluss diese Betriebsweise auf die Reaktorsicherheit nimmt. Eine aktuell häufig angeführte Zahl in den Medien ist eine Anfahrzeit des AKW in 1-2 Tagen. Dies ist die übliche Dauer bis zur Erreichung der Volllast nach einem Brennelementewechsel. Es sind allerdings verschiedene Standby-Betriebsarten eines AKW möglich:

- Cold Shutdown

In diesem Betriebsmodus sind die Regelstäbe vollständig eingefahren, dementsprechend ist die Kettenreaktion gestoppt (AKW ist unterkritisch). Der Druck und die Temperatur werden abgesenkt. Während der Erzeugungsunterbrechung verbleiben die Brennelemente im Reaktor und erzeugen weiterhin Wärme, die über das Kühlsystem mittels Kühlpumpen (ca. 2 MW) abgeleitet werden muss. Die Ingangsetzung dauert in diesem Fall etwa 1-2 Tage.

- Entladung des Kerns

Zum „Cold Shutdown“ besteht alternativ die Möglichkeit, die Brennelemente aus dem Reaktorbehälter zu entfernen und im Brennelemente-Lagerbecken einzulagern. Die Kühlung des Beckens kann exakt kontrolliert und gesteuert werden. In diesem Fall kann die Ingangsetzung jedoch bis zu 14 Tage dauern.

- Hot Standby (auch „Nulllast heiß“ oder „heißer Standby“)

Im Hot Standby-Modus läuft das Kraftwerk ohne Stromproduktion mit sehr geringer Leistung weiter. Dabei sind die Regelstäbe nicht vollständig eingefahren; die

Kettenreaktion ist nicht unterbrochen. Unter diesen Voraussetzungen kann die Vollast bereits wieder nach wenigen Stunden (ca. 2 Stunden) erreicht werden.

Ein noch rascheres Anfahren ist möglich, wenn die Anlage den Eigenbedarf abdeckt und der Generator mit dem Netz synchronisiert bleibt. Das Hochfahren auf Vollast kann in diesem Fall in weniger als einer Stunde erfolgen. [Ludwig 2010, S. 3-4] [Tänzler 2011<sup>4</sup>]

Für jede dieser drei genannten Betriebsweisen ist auch die Frage nach den sicherheitstechnischen Aspekten im Voraus zu klären. Zwar liegen bei deutschen Atomkraftwerken für den Lastwechselbetrieb zwischen ca. 50 – 100% Leistung Betriebs Erfahrung vor, allerdings stellt ein Wiederanfahren aus dem Zustand ohne Stromspeisung andere Herausforderungen als der ‚normale‘ Lastfolgebetrieb. Dieser Prozess ist unter Umständen sehr langwierig und in jedem Fall kostenintensiv, zusätzlich kann sich der Eigenverbrauch einer Anlage bei einer Drosselung unter 25% sehr stark erhöhen, wenn diese kurzfristig wieder hochgefahren werden soll. [Wuppertal 2010, S. 16]. Der zusätzliche Verschleiß einzelner Anlagenteile [Ludwig 2010, S. 7] und die mangelnde Erfahrung deutscher Atomkraftwerke mit einem derartigen Lastwechselbetrieb sind mit einem erhöhten Sicherheitsrisiko verbunden. Vor diesem Hintergrund wäre eine zusätzliche Überprüfung und Neubewertung der Tauglichkeit der vorgesehenen Anlagen für die „Kaltreserve“ im Winter 2011/12 dringend zu empfehlen. Im Hinblick auf das Anforderungsprofil<sup>5</sup> sollte in erster Linie der Hot-Standby-Modus im Fokus der Betrachtung stehen.

Die in der Tagespresse [Tänzler 2011] zitierte Aussage, dass der Standby-Betrieb eines AKW bis zu 50 Mio. € jährlich kosten würde (was einer täglichen Summe von knapp 137.000 € gleichkommt!), muss daher in zweifacher Hinsicht kritisch hinterfragt werden: Erstens könnte eine solche Lösung, sofern hierfür ‚öffentliche‘ Gelder in Anspruch genommen werden, nur akzeptabel sein, wenn in transparenter Form Rechenschaft darüber abgelegt wird, wie diese Summen zusammenkommen. Die zweite Frage, die im folgenden Kapitel behandelt wird, besteht darin, herauszufinden, für welche Zeitpunkte oder Anwendungsfälle eine ‚Kaltreserve‘ überhaupt vorgehalten werden sollte.

---

<sup>4</sup> Informationen von Florian Jansen, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit, zitiert in [Tänzler 2011]

<sup>5</sup> Vgl. Kapitel 3

### **3 Versorgungssicherheit und Bedarf an zusätzlicher Kaltreserve**

Bereits in [BNetzA 2011, S. VI], [UBA 2011, S. 5-7] und [Öko-Institut 2011, S. 13-16] wurde dargelegt, dass die Abdeckung der üblicherweise auftretenden Lastsituationen auch ohne die vom Moratorium außer Betrieb genommenen AKW möglich ist.

In einer Erklärung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird jedoch auf mögliche kritische Situationen des elektrischen Systems im kommenden Winter 2011/2012 hingewiesen. Demnach verbliebe im Süden Deutschlands<sup>6</sup> an sehr kalten Wintertagen ohne Photovoltaik-Leistung in den Abendstunden und mit nur geringen Importmöglichkeiten zu wenig gesicherte freie Leistung für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung [ÜNB 2011]. Es wird davon ausgegangen, dass in dieser Zeit die maximale Last in Deutschland über 80 GW steigen würde und es deshalb zu Versorgungsengpässen käme. Falls es zu einem sogenannten Mehrfachfehler<sup>7</sup> kommen sollte, wären großflächige Versorgungsausfälle zu befürchten. Das Umweltbundesamt vertritt eine gegenläufige Position und sieht die Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund mangelnder Berücksichtigung zentraler Alternativen als nicht ausreichend belastbar an [UBA 2011, S. 4]. Im Folgenden wird analysiert, in wie weit solche ‚Extrem‘-Situationen (abends, ohne PV-Einspeisung und mit nur geringen Importmöglichkeiten) Versorgungsengpässe zu befürchten sind.

Hier stellt sich die Frage nach den Gründen einer Bereitstellung von ‚Kaltreserve‘ und der Eignung von AKW zur Abdeckung dieser Fälle bzw. der Alternativen eines AKW-Betriebs in Kaltreserve.

Einer dieser Gründe könnte darin liegen, dass während der täglichen Spotmarktauktion festgestellt wird, dass die angebotenen Kraftwerkskapazitäten nicht ausreichen, um die Last des Folgetags zu decken. Dementsprechend werden hier die Stunden mit der (nahezu-)Jahreshöchstlast analysiert, um zu ermitteln, wann und wie hierfür Kaltreserve bereitgestellt werden müsste.

---

<sup>6</sup> Dabei sind gerade die süddeutschen Regionen sehr gut mit den ausländischen Regelzonen (F, CH, AT und CZ) verbunden. Der Fokus auf Versorgungsengpässe gerade in Süddeutschland bedürfte daher einer weiteren, detaillierten Erläuterung durch die ÜNB.

<sup>7</sup> Darunter versteht man das gleichzeitige Auftreten von mehreren Fehlern im Energieversorgungssystem (Kurzschlüsse, Erdschlüsse, Unterbrechungen).

In Abbildung 1 (im Anhang 1) werden die 500 Stunden<sup>8</sup> mit der höchsten Last der Jahre 2008 und 2010 dargestellt. Darin wird ersichtlich, dass im Jahr 2010 in exakt 50 Stunden mehr als 75 GW Last im bundesdeutschen Netz waren. Nur in 8 Stunden lag die Last über 77 GW, und nur in drei Spitzenstunden wurden Lastwerte zwischen 78-80 GW benötigt. Die Lastspitze 2010 lag bei 79,88 GW. In den Jahren 2008 und 2009 lag die Höchstlast bei jeweils 76,8 GW bzw. bei 72,8 GW im durch die Wirtschafts- und Finanzkrise lastschwachen Jahr 2009. In den letzten zehn Jahren lag die Last in keiner Stunde über 80 GW [ENTSO-E statistics].<sup>9</sup>

Daher wird zur Analyse des Bedarfs an Kraftwerksreservekapazität für die von den ÜNB genannten ‚Extrem-Situationen‘ die Verteilung der Höchstlaststunden hier genauer untersucht. Diese Stunden waren, wie in Tabelle 2 (vgl. Anhang 2) sichtbar, im Jahr 2010 auf 14 Tage während der Wintermonate (Nov. – Feb.) verteilt. Knapp über die Hälfte dieser Höchstlaststunden trat in den Stunden von 17h - 19h auf. Nur an einem Tag waren Lastspitzen während der gesamten Börsenpeak-Stunden (8h -20h) notwendig. Tabelle 2 zeigt jedoch auch, dass für die Bereitstellung einer solchen Lastreserve Kraftwerke notwendig sind, die in weniger als 36 h<sup>10</sup> angefahren werden können, um ggf. Strom für eine Spitzenlaststunde bereitstellen zu können. Dabei ist auch keinesfalls gewährleistet, dass diese Reserve über mehrere Tage hinweg benötigt würde.

Für eine sichere und effiziente Stromversorgung ist es erforderlich, in diesen wenigen Stunden entweder die nötige Kapazität zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung zu stellen, oder die Last durch entsprechende Maßnahmen zu senken. Dafür eignen sich Erzeugungsanlagen, die sehr kurzfristig elektrische Leistung liefern können<sup>11</sup> und im Stillstand sehr niedrige Fixkosten aufweisen sowie industrielle Großverbraucher, die für Lastverlagerungsmaßnahmen in Frage kommen. Das Öko-Institut geht von einem Potenzial zur Spitzenlastreduzierung von mindestens 2 GW<sup>12</sup> aus, das für

---

<sup>8</sup> Entspricht knapp 6% der Stunden der beiden Jahre, wobei 2008 als Schaltjahr mehr Stunden hatte als 2010. Dies ändert diesen Prozentwert jedoch nur um weniger als ein Zehntelprozent.

<sup>9</sup> Die ENTSO-E-Werte sind deckungsgleich mit den Jahreshöchstlastwerten des BDEW in [Öko-Institut 2011], welches eine ähnliche, jedoch weniger detaillierte Untersuchung vorgenommen hat (vgl. S 18). In 2002 wurden rund 79,7 GW beansprucht. Der Mittelwert und der Median der Spitzenlastwerte dieser 9 Jahre liegen bei rund 77,3 GW. Einzelne Stichproben für das Aufkommen an Spitzenlaststunden wurden auch für die vorangegangenen Jahre unternommen und kommen zu sehr ähnlichen Ergebnissen.

<sup>10</sup> D.h. maximal zwischen dem Zeitpunkt des Angebotsschlusses an der EPEX bzw.ggf. während einer zweiten Auktion, wenn festgestellt, dass in der ersten Auktion kein Schnittpunkt gefunden werden konnte, und der letzten Stunde des darauffolgenden Tages.

<sup>11</sup> AKW erscheinen aufgrund der in Kapitel 2 dargelegten Gründe hierfür kaum geeignet.

<sup>12</sup> Ferner gibt [Klobasa 2007] für die Industrie ein Verlagerungspotenzial von insgesamt ca. 3 GW an.

weniger als 50 Stunden im Jahr zur Verfügung stehen würde und somit für eine Absenkung der anfallenden Spitzenlast ausreichend wäre [Öko-Institut 2011, S. 23]. Dagegen stellen Erzeugungsanlagen mit langen Anlaufzeiten und sehr hohen Fixkosten (wie z.B. AKW) eine weitaus weniger geeignete Möglichkeit dar, die Leistung in den entsprechenden Stunden zur Verfügung zu stellen.

Eine weitere dringliche Maßnahme bestünde in einer raschen Neuauflage eines wirksamen Programmes zum Ersatz (bzw. zum Stopp der Förderung) von bestehenden Stromwärmeanwendungen (Stromdirektheizungen, elektrische Warmwasserbereitung, Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen).<sup>13</sup> Diese Stromanwendungen können als besonders kritisch in den genannten Situationen gelten, da sie dazu beitragen können, die Spitzenlast zu erhöhen, obwohl hier umweltfreundliche Alternativen zur Bereitstellung der gewünschten Niedertemperaturwärme bereitstehen.

Um die lokalen Anforderungen der Spannungshaltung in Süddeutschland durch wachsende Nord-Süd-Lastflüsse zu erfüllen, sind gegebenenfalls noch Systemdienstleistungen, vor allem zusätzliche Blindleistung, zu erbringen. Laut der Bundesnetzagentur sind die resultierenden Probleme durch besondere Maßnahmen der ÜNB beherrschbar. Dafür stehen Möglichkeiten wie etwa ein Eingriff in den rein marktorientierten Einsatz des Kraftwerksparks oder der beschleunigte Bau von Kondensatorbänken und Drosselspulen zur Verfügung [BNetzA 2011, S. 30 ff.].

Es ist jedoch festzuhalten, dass eine AKW-Kaltreserve im Fall von akut auftretenden Netzproblematiken technisch betrachtet kaum geeignet ist, diese zu beheben bzw. zur Netzstützung beizutragen, sofern diese langer Anfahrzeiten bedürfen.

Die dargestellten Probleme bei der Energieversorgung werden sich nach Ansicht der Netzbetreiber auf den Winter 2011/2012 beschränken. Es wurde gezeigt, dass es nur eine sehr kleine Anzahl kritischer Stunden gibt, und dass alternative Möglichkeiten bestehen, das Risiko einer Versorgungsunterbrechung in dieser Zeit erfolgreich zu vermeiden. Durch die Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken, die Fertigstellung von Stromnetzverstärkungen und die Errichtung von Anlagen zur Kompensation von Blindleistung im Laufe von 2012 sollte sich die Situation im nächsten Jahr entspannen [UBA 2011, S. 9].

---

<sup>13</sup> Das IZES hat bereits in mehreren Publikationen auf die Dringlichkeit des Austausches der Stromwärmeanwendungen, aber auch auf die möglicherweise zusätzlich induzierte Last spitzen durch Wärmepumpen hingewiesen vgl. [IZES 2007, 2008, 2008b, 2011, 2011b]. Für Frankreich mahnte die UCTE bereits in 2009 eine besonders enge Überwachung der Auswirkungen zunehmender Stromwärmeanwendungen und insbesondere der Wärmepumpen an, vgl. [UCTE 2009, S. 76]

## 4 Fazit und Handlungsempfehlungen

Obwohl von den deutschen Übertragungsnetzbetreiber vor einem erhöhten Risiko für großflächige Versorgungsausfälle und der Gefahr eines Spannungskollapses im Winter 2011/2012 als Folge des Kernkraftwerkmoratoriums gewarnt wird, können die bevorstehenden stromwirtschaftlichen Herausforderungen als durchaus beherrschbar gelten. Gegenüber einem Atomkraftwerk als Kaltreserve bestehen noch genügend Alternativen, die man in Erwägung ziehen muss.

Hinsichtlich der neuen Rahmenbedingungen sollte überdacht werden, ob die Stilllegung kapazitätsstarker (noch) aktiver oder in Kaltreserve befindlicher Kraftwerke (z.B. das E.ON-Kraftwerk Pleinting) kurzzeitig aufgeschoben werden kann. Der Vergleich aktueller Schätzungen von ‚Kaltreserve‘ macht deutlich, dass es erheblichen Handlungsbedarf zur Verbesserung der Transparenz bezüglich der Aktivierbarkeit und Verfügbarkeit bestehender Kraftwerks-Kaltreserve gibt. Gleichzeitig fehlt eine klare Kalkulation der anfallenden Kosten für einen Standby-Betrieb eines Atomkraftwerks unter Berücksichtigung der möglichen verschiedenen Betriebsarten. Um eine Entscheidung über die Reaktivierung von konservierten Kraftwerken bzw. über die Bereitstellung von Kaltreserve durch AKW zu treffen, ist eine klare Offenlegung der Kosten im Voraus notwendig. Bevor ein Kernreaktor in den Standby-Betrieb genommen wird, ist eine umfassende sicherheitstechnische Vorabüberprüfung der Maßnahme unumgänglich und im Kostenvergleich zu integrieren.

Im vorliegenden Expertisepapier wurde deutlich aufgezeigt, dass sehr hohe Lastspitzen nur an wenigen Stunden jährlich auftreten. Daher ist ein gezielter Umgang mit evtl. ernsthaft nicht abdeckbaren Lastspitzen geboten. Eine bedeutsame Rolle kommt hierbei dem Thema Lastmanagement zu. Besonders im industriellen Bereich ist eine kosteneffiziente Steuerung von Verbrauchseinheiten möglich, die sich zügig realisieren lässt. Hier sind Potenziale vorhanden, die mit vergleichsweise wenig zusätzlichem Aufwand große Verbraucherleistungen beeinflussen können.

Erhebliches Potenzial zur Spitzenlastminderung kann zudem der Ersatz elektrischer Nachtspeicherheizungen und elektrischer Warmwasserbereitung erzielen. Es existieren bereits Förderprogramme, die die Investition in effizientere Heizungsanlagen in Verbindung mit Energiekosteneinsparung rentabel machen können. Um jedoch einen zeitnahen Ersatz bestehender Nachtspeicherheizungen herbeizuführen, muss das zurzeit ausgesetzte KfW-Sonderförderprogramm zum Ersatz von Nachtspeicherhei-

zungen schnellstmöglich neu aufgelegt und entsprechend beworben werden. Gleiches sollte für den Ersatz der elektrischen Warmwasserbereitung gelten.<sup>14</sup>

Die finanzielle Förderung von Wärmepumpen, welche gegenwärtig zunehmend Verbreitung finden, ist zu hinterfragen. In ungünstigen Konstellationen kann ihr zusätzlicher Strombezug in Engpassstunden die Versorgungssicherheit gefährden, bzw. eine höhere vorzuhaltende gesicherte Leistung erforderlich machen.

---

<sup>14</sup> An dieser Stelle sei auf die Studie EMSAITEK verwiesen; die ein Maßnahmenpaket samt Kostenabschätzung zum Ersatz von Nachtspeicherheizung und elektrischer Warmwasserbereitung aufzeigt [IZES 2011b].

## Anhang 1: Spitzenlaststunden 2008 und 2010

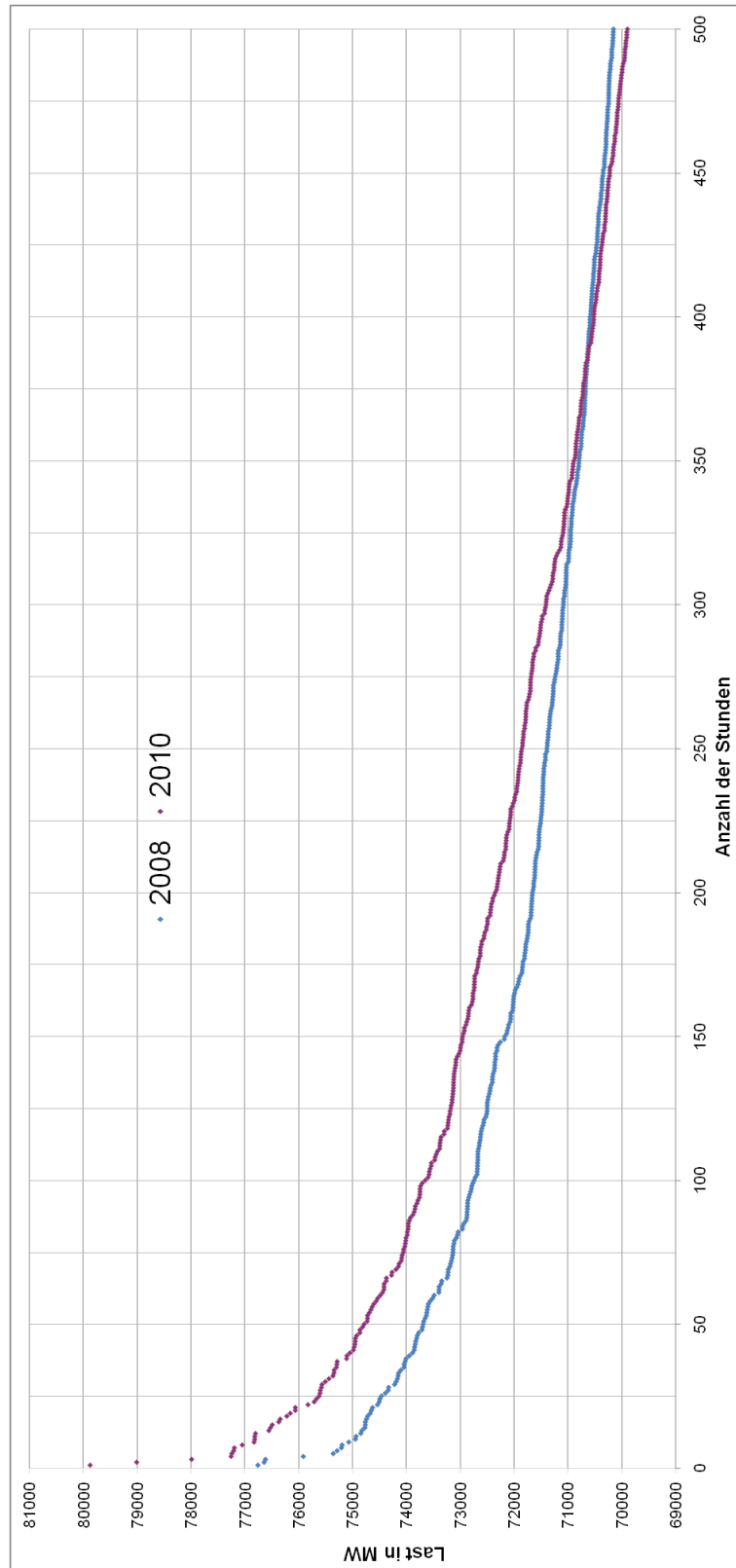


Abbildung 1: Die 500 Stunden mit der höchsten Last in 2008 und 2010, Quelle [ENTSO-E statistics]

## Anhang 2: Verteilung der Spitzenlaststunden in 2010

Date/Time	0-1h	1-2h	2-3h	3-4h	4-5h	5-6h	6-7h	7-8h	8-9h	9-10h	10-11h	11-12h	12-13h	13-14h	14-15h	15-16h	16-17h	17-18h	18-19h	19-20h	20-21h	21-22h	22-23h	23-24h
2010-01-27	58,2	56,2	54,8	53,5	53,4	55,4	61,2	68,1	69,9	70,1	70,7	71,5	71,3	71,3	70,9	70,6	70,7	75,0	76,8	75,4	71,7	68,8	67,4	64,0
2010-02-02	58,0	57,0	55,7	54,6	55,0	56,7	61,5	68,0	70,6	71,1	72,0	73,2	73,5	74,0	73,8	73,4	72,7	74,8	76,4	74,5	70,4	66,5	64,2	60,7
2010-02-03	57,6	55,1	53,6	54,5	55,5	56,3	61,2	68,5	71,2	71,7	72,7	73,8	73,5	73,1	72,1	71,5	70,8	72,9	75,4	73,0	68,4	64,7	62,4	58,3
2010-11-23	53,4	52,3	52,8	53,1	54,3	56,1	63,3	69,9	71,7	72,0	72,7	74,3	74,1	73,8	73,3	72,9	73,4	75,5	74,7	72,3	68,6	65,8	63,3	59,0
2010-11-29	52,8	51,5	51,4	51,4	52,5	55,1	62,7	70,0	72,3	73,2	74,6	75,6	75,6	75,3	74,4	73,9	74,9	76,8	75,8	74,4	70,8	67,8	65,5	61,7
2010-11-30	59,2	57,6	56,2	55,7	56,0	57,6	63,9	70,3	71,6	71,8	72,5	73,5	73,0	72,8	72,1	71,9	73,6	76,2	75,6	73,8	70,7	67,7	65,9	61,7
2010-12-01	60,2	59,2	58,2	58,1	59,0	61,0	67,3	74,0	75,3	75,4	75,7	76,8	77,1	77,2	76,4	76,5	78,0	79,9	79,0	77,3	74,7	71,8	69,9	67,1
2010-12-02	64,8	62,5	60,7	59,1	59,3	60,6	66,0	71,7	73,0	73,2	74,1	74,9	74,7	74,4	73,4	73,1	74,3	76,5	75,7	74,4	71,5	69,0	67,3	64,2
2010-12-07	57,7	56,0	55,4	55,1	55,9	57,6	63,4	70,1	71,9	71,8	72,4	73,2	73,1	72,8	72,2	71,9	73,6	75,1	74,2	72,4	69,2	66,5	64,3	60,2
2010-12-08	56,9	55,8	54,9	54,7	55,4	56,5	63,0	70,0	72,0	72,1	73,0	74,0	73,5	73,2	72,6	72,7	73,9	75,6	74,8	73,0	69,6	67,1	65,0	60,7
2010-12-09	57,9	56,1	55,5	55,7	56,5	58,0	63,5	69,8	71,5	71,9	73,1	74,1	73,9	73,6	73,2	73,3	74,5	76,8	76,1	74,0	70,4	68,1	65,7	61,5
2010-12-14	59,1	56,9	56,6	56,2	56,9	58,5	64,3	70,3	72,0	71,8	72,8	73,8	73,6	73,7	73,1	73,4	75,0	77,2	76,6	75,1	72,4	69,9	68,2	64,9
2010-12-15	62,6	61,1	59,8	58,9	59,0	60,4	65,5	71,1	72,7	72,4	73,4	74,2	73,7	73,1	72,3	72,2	73,4	75,6	74,7	73,1	70,1	67,8	66,4	63,1
2010-12-16	60,2	58,7	58,0	57,4	57,4	59,0	64,3	70,5	72,5	72,8	74,0	75,1	75,4	75,3	75,0	75,0	76,1	77,3	76,2	74,0	70,6	68,2	66,7	63,0
Summe >75 GW	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3	3	1	1	2	11	10	3	0	0	0	0

Tabelle 2: Vorkommen der Stunden mit einer Last > 75 GW in 2010, Quelle [ENTSO-E statistics]

## Verwendete Literatur:

**[BNetzA 2011]** BNetzA: Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 11. April 2011

**[DKE 2011]** DKE: E-Energy Glossar, „Kaltreserve-Leistung“, unter: <https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/Kaltreserve-Leistung.aspx>, Abruf am 14.06.2011

**[ENTSO-E statistics]** jeweils abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/country-packages/>, Abruf in KW 24/2011

**[EWI 2007]** EWI, Wissen, R., Nicolosi, M.: EWI Working Paper, Nr. 07/3, Energie-wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien, September 2007

**[IZES 2007]** IZES et al.: Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich. Saarbrücken 2007

**[IZES 2008]** IZES et al.: Strom – zu schade zum Verheizen. Ein Leitfaden für die Umstellung der elektrischen Warmwasserbereitung auf umweltfreundliche Alternativen. Saarbrücken 2008. Im Auftrag der co2online GmbH, bislang unveröffentlicht

**[IZES 2008b]** Frey, G., Schulz, W., Balmert, D.: Umstellung der elektrischen Warmwasserbereitung auf umweltfreundliche Alternativen – Endbericht. Saarbrücken 2008

**[IZES 2011]** Positionspapier: Strom im Wärmebereich, im Auftrag des BMU, bislang unveröffentlicht

**[IZES 2011b]** IZES et al.: Abschlussbericht zum BMU-Forschungsprojekt „Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure, Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative“ (EMSAITEK), Saarbrücken, Bremen, Wuppertal 28. Februar 2011

**[Klobasa, M. 2007]** Klobasa, M.: Lastmanagement und Integration von Windenergie: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Zürich 2007

**[Lang 2007]** Lang, C.: Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Grosshandelsmarkt für Strom, Dissertation 2007, 1.Auflage, Dt. Univ.-Verl. 2007, Wiesbaden 2007

**[Ludwig 2010]** Ludwig, H. et al.: Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW, in: Sonderdruck aus Jahrgang 55 (2010), Heft 8/9 August/September, Internationale Zeitschrift für Kernenergie

**[Öko-Institut 2011]** Öko-Institut: Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preiseffekte, März 2011

**[Tänzler 2011]** Tänzler, J.-Y.: ZEIT ONLINE Mittwoch 01.06.2011: Atomausstieg – Standby-AKW beseitigen Engpässe zu langsam, unter: <http://www.zeit.de/wissen/umwelt/2011-05/standby-atomkraftwerk-text/seite-1>, Abruf am 14.06.2011

**[UBA 2011]** UBA: Hintergrundpapier zur Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland, Mai 2011

**[UCTE 2009]** Union for the co-ordination of the transmission of electricity: System Adequacy Forecast 2009 – 2020, Brüssel 2009

**[ÜNB 2011]** ÜNB: Erklärung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf das elektrische System im Jahr 2022/2012 und Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes. 22.05.2011, unter: <http://www.enbw-transportnetze.de/assets/Uploads/2011-05-22PMMoratoriumErklärung.pdf>, Abruf am 14.06.2011

**[Wuppertal Institut 2010]** Wuppertal Institut: Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter. Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit, August 2010