

Karlsruhe, 4. März 2019

EnBW Stellungnahme zur Konsultation der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 04. Februar 2019 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2030 (Version 2019) zur Konsultation gestellt.

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) nimmt sehr gerne die Gelegenheit wahr, im Rahmen der öffentlichen Konsultation des NEP Strom 2030 Stellung zu nehmen. Wir möchten die von den ÜNB geleisteten Arbeiten zur Ermittlung des zukünftig benötigten Netzausbaus würdigen und uns für die angemessene Beteiligungsmöglichkeit bedanken.

Es ist positiv, dass sich sämtliche Maßnahmen des Bundesbedarfsplans auch im NEP 2030 (2019) als notwendig erwiesen haben. Die dynamische Entwicklung hinsichtlich der Kommission ‚Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung‘ (Kohlekommission), die ihren Bericht kurz vor Veröffentlichung des NEP fertiggestellt hat, zeigt aus unserer Sicht, dass auch im Verlauf des Prozesses zur Ermittlung des Netzentwicklungsplanes Änderung der Szenarien möglich sein sollten. So könnten im konkreten Fall die Auswirkungen der Umsetzungen der Empfehlungen der Kohlekommission auf den Netzentwicklungsplan besser aufgezeigt werden.

Zu einzelnen Inhalten des NEP Strom 2030 (2019) nimmt die EnBW wie folgt Stellung.

Neue HGÜ-Verbindung Uentrop-Altbach (DC23)

Der sich ergebende höhere Netzausbaubedarf als bisher angenommen ist aufgrund des ambitionierteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, deren Anteil an der Stromnachfrage im Jahr 2030 mindestens 65% betragen soll, grundsätzlich nachvollziehbar. Es ist positiv, dass die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg mit zusätzlicher Übertragungskapazität erhöht wird. Grundsätzlich weisen wir darauf hin, dass - auch im Sinne der Versorgungssicherheit - jegliche Alternative zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten nach Süddeutschland keine Verzögerung des Netzausbaus hervorrufen sollte.

Aus Sicht der EnBW darf die Errichtung eines Konverters am Endpunkt der geplanten Leitung bestehende Kraftwerksanlagen in Altbach nicht beeinträchtigen. Das Kraftwerk Altbach (HKW 2) ist ein wichtiger Standort zur Erzeugung von Fernwärme in der Region Stuttgart. Eine mittelfristige Außerbetriebnahme des 1997 in kommerziellen Betrieb genommenen hocheffizienten Verbundkraftwerks HKW 2 ist nicht geplant – unter Zugrundelegung einer 40-jährigen Betriebsdauer ist ein Betrieb bis in die zweite Hälfte der 2030-er Jahre absehbar. Auch für die Gasturbinenanlagen ist keine Außerbetriebnahme vorgesehen. Auf dem Kraftwerksge-lände existieren daher keine freien Flächen zur Errichtung eines Konverters.

Bei der Einspeisung der Leistung aus der HGÜ-Leitung von bis zu 2 GW aus dem Konverter in das Drehstromnetz ist zu berücksichtigen, dass am EnBW-Standort Altbach/Deizisau aktuell insgesamt eine Erzeugungsleistung von über 1 GW

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Regulierungsmanagement

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Telefon 0721 63-24156
Telefax 0721 63-13175
www.enbw.com

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075

installiert ist (inkl. HKW 1 in Netzreserve). Diese Einspeisekapazität steht für EnBW nicht zur Disposition.

Da EnBW nur wenige Kraftwerksstandorte mit vergleichbaren großen Flächen und einer guten Infrastrukturanbindung besitzt wie Altbach, ist ein zukünftiger Neubau von gasbefeuerten Kraftwerksanlagen in Altbach nicht unwahrscheinlich. Für diese Anlagen werden einerseits Flächen und andererseits Einspeisekapazitäten im 380-kV-Netz benötigt.

Bei notwendigen Umbaumaßnahmen im Drehstromnetz (Netzverstärkung) ist darauf zu achten, dass die für EnBW wichtigen Kraftwerksanlagen nicht von Abschaltungen betroffen sind.

Netzbooster

Aus Sicht der EnBW sollten Errichtung und Betrieb von Speichern durch die ÜNB nur nach einem negativen Markttest, wenn Marktteilnehmer die Dienstleistung nicht, nicht rechtzeitig oder nur zu nachweislich erhöhten Kosten bereitstellen können, möglich sein.

Es ist u.E. insb. erforderlich, zuvor gründlich zu prüfen, ob die durch die vorgeschlagenen Netzbooster zu erbringende kurzfristige Leistungsbereitstellung in gleicher Qualität durch bereits existierende Anlagen erbracht werden könnte (bspw. Pumpspeicher-KW), und/oder ob diese Reserven in Form einer „Netzdienstleistung“ am Markt beschafft werden könnten.

Generell ist das geplante Betriebskonzept für die Netzbooster nicht klar. Welche zuschaltbaren Lasten stehen den Netzboostern konkret gegenüber? Handelt es sich dabei auch um PtX-Technologien? Laut den Marktsimulationen wird durch die Netzbooster eine Redispatchmenge von einer TWh gespart. Analog zu anderen Netzbetriebsmitteln bzw. Investitionsmaßnahmen sollte eine Kostenschätzung vorgenommen werden, um die eingesparte Redispatchmenge besser bewerten zu können.

Für den Fall, dass die Netzbooster dennoch durch den Netzbetreiber betrieben werden sollen, sind folgende Aspekte unbedingt zu berücksichtigen:

- Sicherstellung, dass die Anlagen den Markt/das Marktergebnis nicht beeinflussen. Wie ist insbesondere gewährleistet, dass es bei der Entnahme der benötigten Energie aus dem Netz (Batterieaufladung) bzw. bei der Auspeisung der Energie keine Marktverzerrungen gibt?
- Sicherstellung absoluter Transparenz über etwaigen Einsatz der Netzbooster.
- Sicherstellung, dass Netzbooster nach ihrer Nutzungszeit im Netz nicht in den Markt überführt werden.
- In welchem Verhältnis stehen die Netzbooster zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln sowie zur Regelernergie bzw. den Reserven insgesamt?

Netzplanung

In diesem NEP zeigt sich sehr deutlich die gegenwärtig sehr hohe Veränderungsgeschwindigkeit der energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Netzstrukturen. Die Erfahrungen der letzten Jahre mit dem 2012 erstmalig erstellten NEP haben deutlich gemacht, dass der fortlaufende Planungsprozess ein gutes Mittel ist, um die bisherigen, von den ÜNB identifizierten Maßnahmen im Zubaunetz zu überprüfen, anzupassen oder sogar neu zu definieren (bspw. DC23).

Diese Überplanungen der ÜNB haben jedoch einen großen Einfluss auf die unterlagerten Netze der Verteilnetzbetreiber und erschweren damit die Planungssicherheit bzw. die Erstellung von Zielnetzen in diesem Bereich.

Die Endpunkte wichtiger Nord-Süd-Trassen (Ultranet, Südlink) enden im nördlichen Teil von Baden-Württemberg. Für den weiteren Energie-Transit in Richtung Schweiz ist der zusätzliche Ausbau des vorhandenen Höchstspannungsnetzes notwendig. Eine generelle Untersuchung, ob diese Endpunkte teilweise nicht evtl. weiter nach Süden platziert werden müssten, ist nicht genau nachvollziehbar. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers darf der zusätzliche Bedarf an Nord-Transiten innerhalb von Baden-Württemberg nicht dazu führen, dass bei Störungen im Höchstspannungsnetz das unterlagerte Hochspannungsnetz mit immensen Stromtransiten belastet bzw. überlastet wird.

Markt- und Netzsimulation

Laut NEP sind die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung ein zentrales Ergebnis der Marktsimulation. Wir schlagen vor, diesen Wert zu veröffentlichen, ebenso wie die resultierenden Grenzkosten.

Es überrascht etwas, dass Demand-Side-Management (DSM) trotz eines verfügbaren Potentials von 2-6 GW in Abhängigkeit des Szenarios in der Marktsimulation kaum eine Rolle spielt. Welche Erklärung gibt es dafür? Welche Rolle spielt die Netzreserve in den Netzsimulationen?

Szenarioannahmen

In Abhängigkeit des Szenarios ergibt sich eine ambitionierte Sektorkopplung sowie ein ambitionierter Zubau an erneuerbaren Energien und Gaskraftwerken. Für diesen ambitionierten Zubau stellt dies Anforderungen an den Gasnetzausbau, und die Abbildbarkeit dieses Zubaus müsste dementsprechend synchron mit dem Netzentwicklungsplan Gas verlaufen. Es stellt sich die Frage, welche wirtschaftlichen/regulatorischen Änderungen für diesen ambitionierten Zubau der erneuerbaren und konventionellen Kapazitäten einerseits sowie der Power-to-Gas bzw. Power-to-Heat-Anlagen andererseits erforderlich sind.

Analog zur Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Last wäre ein zeitlicher Verlauf der Residuallast wünschenswert um abzuschätzen zu können, in wie vielen Stunden die Residuallast über der gesicherten Leistung liegt. Auch wenn damit keine

direkten Aussagen über die Versorgungssicherheit möglich sind, veranschaulichen diese Werte die mögliche Abhängigkeit von Stromimporten.

Der Netzentwicklungsplan rechnet im Szenario C mit einem Bestand an konventionellen Kraftwerken im Jahr 2030, der hinsichtlich Struktur und Entwicklung der Einigung in der Kommission ‚Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung‘ entspricht. Für das Jahr 2035 sind es vermutlich sowohl in Szenario B als auch Szenario C zu viel Stein- und Braunkohlekapazitäten, weshalb eine zusätzliche Variante von Szenario B mit weniger Kapazitäten im Jahr 2030 bzw. 2035 zu empfehlen wäre.