

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin
Deutschland

Europa-Universität Flensburg
Auf dem Campus 1
D-24943 Flensburg

Wolf-Dieter Bunke
Bereich EUM - Systemintegration und
Simulation
Tel. +49 461 805-3018
Fax +49 461 805-95-3018
E-Mail:
wolf-dieter.bunke@uni-flensburg.de

www.uni-flensburg.de/eum
www.znes-flensburg.de

Per E-Mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de
versendet.

28. Februar 2017

Stellungnahme zum NEP Strom 2030

Sehr geehrte Damen und Herren,

als wissenschaftliche Mitarbeiter, die sich u.a. mit der Energiesystemmodellierung und der Netzmodellentwicklung^{1 2} befassen, begrüßen wir die Möglichkeit an der Konsultation zum Netzentwicklungsplan partizipieren zu dürfen.

Im Folgenden möchten wir auf einige methodische Aspekte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans (Punkt 1), der Szenarienannahmen und Ausbaukorridore (Punkt 2) und der Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen (Punkt 3) eingehen und unsere Einschätzungen dazu abgeben.

1. Transparenz der Szenariodaten und Modelle

Ein für Deutschland langfristig so bedeutsamer Prozess wie der Netzausbau sollte nach unserer Einschätzung vorwiegend auf offenen und nachvollziehbaren Daten (open data) und Modellen (open source) beruhen, um eine möglichst hohe Transparenz der Daten und der verwendeten Modelle zu erreichen. Nur auf diese Art ist unseres Erachtens eine wissenschaftliche Auseinandersetzung mit den getroffenen Annahmen, dem Vorgehen und den Ergebnissen möglich.

Es ist daher sehr positiv zu bewerten, dass nahezu alle Eingangsparameter verfügbar sind und kritisch hinterfragt werden. Im Sinne einer intensiven Auseinandersetzung mit diesen Daten wäre es jedoch notwendig, auch die jeweilige Datenquelle und die zugrundeliegenden Annahmen transparent und maschinenlesbar darzustellen und nutzbar zu machen (open data). Eine im Netzentwicklungsplan häufig verwendete Quellenbezeichnung „Übertragungsnetzbetreiber“ (etwa auf S. 27 f., S. 39) ist unseres Erachtens nicht ausreichend und erschwert die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse, die für eine belastbare Bewertung durch Stakeholder (z.B. in Form von Stellungnahmen) benötigt werden.

Positiv sehen wir weiterhin die Verbesserung der Hintergrundinformationen³, etwa bezüglich der Methodik zur Regionalisierung⁴ oder hinsichtlich der nun ausführlicheren Fassung zum Kapitel 2 des Szenariorahmen⁵ betreffend. der Flexibilisierungsmethoden (Demand Side Management (DSM) und Speicheroptionen).

1 <http://www.scigrid.de>

2 <https://openegoproject.wordpress.com/>

3 <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/hintergrund-netzentwicklungsplan-strom-2030-version-2017-1-entwurf>

4 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161018_NEP2030_Regionalisierung_EE_FfE_0.pdf

5 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Kapitel_2_aF.pdf

Als Grundlage für eine öffentliche Diskussion der Ergebnisse des NEP werden jedoch, neben weiteren Details zu den getroffenen Annahmen, aus unserer Sicht mehr Informationen über das verwendete Marktsimulationsmodell sowie über die Durchführung der Lastflussberechnungen benötigt. Auch wenn es sich bei den Modellen um proprietäre Codes der beauftragten Institute bzw. eigene proprietäre Software der Übertragungsnetzbetreiber handelt, wäre eine offenere Kommunikation der detaillierten Vorgehensweise ein großer Gewinn für die öffentliche Diskussion. Eine rudimentäre, nicht-wissenschaftliche Dokumentation (z.B. die seit Juni 2015 unveränderte des Modells BID3) in Form einer Präsentation erfüllt diesen Zweck aus unserer Sicht nicht⁶. Ferner gilt es unseres Erachtens zu erwägen, ob mittelfristig die Verwendung quelloffener Werkzeuge (open source) gefordert werden sollte, was eine externe Validierung der Ergebnisse ermöglichen würde und hierdurch auch die Akzeptanz der Modellergebnisse erhöhen könnte. Verschiedene Vorhaben, deren Ziel die Entwicklung quelloffener Werkzeuge ist, werden derzeit im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms gefördert, sodass mittelfristig mit einer Verfügbarkeit entsprechender Methoden und Tools zu rechnen ist. Eigene Ergebnisse und Erfahrungen zum Thema Vergleichbarkeit und Transparenz offener Modellierungsansätze (open data und open source) wurden hierzu bereits im Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur wissenschaftlichen Auseinandersetzung bereitgestellt und diskutiert.

Ein wesentliches Ergebnis ist beispielsweise die fehlende Rechtssicherheit hinsichtlich der Verwendung von im Rahmen der NEP-Erstellung veröffentlichten Daten und Materialien im wissenschaftlichen Kontext, da in den meisten Fällen Informationen zur Lizenzierung und Nutzung fehlen (wie z.B. bei der NEP „Kraftwerksliste zu der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017 -2030“⁷).

2. Szenarienannahmen und Marktsimulation

Im Vergleich der Netzentwicklungspläne im ersten Entwurf von 2025 und 2030 begrüßen wir die vorgenommene verfeinerte Unterteilung der Erzeugungsanlagen hinsichtlich der Energieträger Kuppelgas, Abfall und Lauf- und Speicherwasser. Hinsichtlich der Ausbautzahlen werden die Auswirkungen der Novellierung des EEG 2017⁸ noch einmal deutlich beim Vergleich der jeweiligen B-2035 Szenarien. Beispielsweise verringert sich die installierte Wind onshore Leistung von 88,8 GW auf 61,6 GW im aktuellen NEP 2030. Grundsätzlich sollten auch an dieser Stelle jedoch die zugrundeliegenden Annahmen zum jährlichen Netto-Windenergieausbau transparent gemacht werden, um die jeweiligen Ausbautzahlen 2030 und 2035 vor dem Hintergrund des Brutto-Zubaus nach EEG 2017 nachvollziehbarer zu machen.

Im Bezug auf die Ergebnisse der Marktsimulation ist eine Wirtschaftlichkeit der einzelnen Erzeuger-Anlagentypen (z.B. Gaskraftwerke) nicht ersichtlich und transparent dargestellt. Es stellt sich die Frage, wie eine Steigerung der Erzeugungskapazitäten von Erdgas (Referenzjahr 2015 mit 30,3 GW und B-2035 Szenario mit 41,5 GW) unter den genannten Rahmenbedingungen der Marktsimulation volks- und betriebswirtschaftlich umsetzbar sind. Eine Offenlegung der Ergebnisse der Marktsimulation (Preise und Leistungsabrufe je nach Anlage/Standort) wäre an dieser Stelle wünschenswert.

3. Berücksichtigung Flexibilitätsoptionen

Wir begrüßen es, dass Flexibilitätsoptionen im aktuellen Netzentwicklungsplan das erste Mal betrachtet werden. Wie genau die jeweiligen Technologien jedoch in der Modellumgebung berücksichtigt werden, wird unserer Einschätzung nach nicht ausreichend deutlich. So wird etwa auf Seite 53 erwähnt, dass die Demand Side Management Optionen (Elektromobile und Wärmepumpen) nicht explizit in die Marktsimulation eingehen, sondern lediglich eine zeitliche Verschiebung der Last bewirken. Mit dieser Methode wird lediglich ein möglicher Entwicklungspfad hin zu verstärkter Nutzung solcher neuer Technologien abgebildet. Flexibilität für das Gesamtsystem würde jedoch erst dann gewonnen werden, wenn tatsächlich das Potential betrachtet und genutzt wird, um die Synchronisation von Erzeugung und

6 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/150623_nep2015-modellingapproach-detailonbid3v100_0_1.pdf

7 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20190630_kraftwerksliste_bnetza_2030.pdf

8 https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_2017_161222_0.pdf

Verbrauch zu gewährleisten. Das (intelligente) Flexibilitätpotential dezentraler Anlagen scheint daher – anders als der Begriff „Flexibilitätsoptionen“ suggeriert – derzeit nicht berücksichtigt zu sein. Vermutlich hängt dieses Vorgehen mit dem Grundsatz zusammen, dass der aktuelle regulatorische Rahmen angesetzt wird, nach dem (dezentrale) Verbraucher keinen strompreisbasierten Anreiz haben, ihre Anlagen flexibel einzusetzen. Es wäre jedoch unseres Erachtens sinnvoll, zumindest in einem der Szenarien Ansätze abzubilden, welche darüber hinausgehen und die "neuen" Flexibilitätsoptionen in das Marktmodell integrieren.

Eine solche Vorgehensweise wurde im Entwurf zum Szenariorahmen als Ziel definiert, ohne die geplante Vorgehensweise jedoch näher zu beschreiben. Aus unserer Sicht wäre eine gleichwertige Berücksichtigung sämtlicher Technologien im Marktmodell sinnvoll, auch wenn hierzu dezentrale Anlagen aggregiert werden müssten. Ein derartiges Vorgehen ist nach unserer Einschätzung modelltechnisch umsetzbar und die regulatorische Entwicklung geht offensichtlich in diese Richtung. Nach unserer Erfahrung wäre eine intelligente Aggregation dezentraler flexibler Verbraucher mit dem Ziel der Abbildung des Flexibilitätpotentials machbar. Dabei ließen sich auch regionale Effekte der Nutzung von Flexibilitätsoptionen explizit darstellen und diskutieren. Ferner könnte es interessant sein, unterschiedliche Entwicklungen einzelner Technologien in den Szenarien vorzusehen, um die jeweiligen Implikationen für den zukünftigen Netzausbau zu bewerten, wie zum Beispiel eine vermehrte Nutzung von Lang- und Kurzzeitspeicherkapazitäten.

Neben den dezentralen DSM-Optionen Wärmepumpen und Elektromobilen wird erstmals auch Power-to-Gas als Flexibilitätsoption berücksichtigt (siehe S. 35 NEP 2030). Die Informationen über entsprechende Daten und Methoden fehlen jedoch nahezu vollständig. Insbesondere zur Einschätzung der Ergebnisse wäre es aus unserer Sicht sinnvoll, konkret zu beschreiben, ob und in welcher Form Power-to-Gas Anlagen in die Marktsimulation eingehen. Zudem sind Standort und Größe der jeweiligen Anlagen entscheidend für deren netzentlastende Wirkung. Auch hierzu werden - auch im Begleitdokument - keinerlei Angaben gemacht. Wünschenswert wäre auch hier eine szenarienbasierte Unterscheidung unterschiedlicher Entwicklungspfade.

Wir hoffen, dass unsere Stellungnahme einen Beitrag zur weiteren Entwicklung des Netzentwicklungsplans leistet und stehen Ihnen für Rückfragen gerne zur Verfügung. Mit der Veröffentlichung unserer Stellungnahme sind wir einverstanden.

Mit freundlichen Grüßen

Wolf-Dieter Bunke

Lukas Wienholt