

per e-mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de

Kommentar zum Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber

Basis: Netzentwicklungsplan in der Fassung vom 30. Mai 2012

Grundlagen des o.g. Dokuments:

- ◆ Bundestagsbeschluss zum Ausstieg aus der Atomenergie
- ◆ Novellierung Energiewirtschaftsgesetz von 2009
- ◆ Novellierung des EEG: Ziel ist 80% erneuerbare Energien bis 2050

1 ANMERKUNGEN ZU EINLEITUNG UND VORWORT

Dem Anspruch, dass auf konstruktiven und kritischen Dialog und breite Partizipation Wert gelegt werde, werden die VerfasserInnen des Dokuments bzw. die vier Übertragungsnetzbetreiber sowie die Bundesnetzagentur nicht gerecht. Weder wurden fundierte Informationen an einschlägige Organisationen weiter kommuniziert, noch wurde eine breite Öffentlichkeit über die Medien angesprochen. Selbst die Internetpräsenz entspricht nicht modernen Standards: die Möglichkeit, das Dokument herunterzuladen oder auch nur einen Link dorthin, findet der/die Nutzer/in nicht auf der Startseite der Bundesnetzagentur.

Die vier genehmigten Szenarien stehen nicht alle in Einklang mit den vom Gesetzgeber gesetzten Anforderungen: wie im NEP mehrfach angemerkt, ist Szenario A nicht konform mit den Klimaschutzzielen, auf die sich die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet hat. Diese Entscheidung der Bundesnetzagentur (Einbezug Szenario A) ist unverständlich.

2 ANMERKUNGEN ZU KAPITEL 1

2.1 zu 1.3 Gesamtprozess

2.1.1 Bundesbedarfsplan

Die Anpassung des Plans an die Veränderungen von Erzeugungs- und Lastzentren muss jährlich erfolgen: der Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten hat in den letzten Jahren Größenordnungen erreicht, für die eine nur alle drei Jahre erfolgende Anpassung nicht ausreichend ist.

Inwieweit erfolgt eine Aktualisierung des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber? Werden die Anpassungen des Bundesbedarfsplans im TYNDP berücksichtigt?

3 ANMERKUNGEN ZU KAPITEL 2

3.1 zu 2.2: Power to Gas

3.1.1 Methan als Energieträger

In der Betrachtung des Gesamtwirkungsgrads ist die mögliche und im Rahmen der Klimaschutzverpflichtungen der Bundesrepublik notwendige Rückverstromung unter Nutzung der Abwärme (dezentral in BHKW oder zentral in Gaskraftwerken mit Fernwärmeankopplung) nicht berücksichtigt. In deutschen Privathaushalten wird mehr als 50% der Primärenergie für Heizung und Warmwasserbereitung eingesetzt. Ein bun-

desdeutscher Netzentwicklungsplan muss daher nicht nur Last- und Erzeugungsspitzen für Strom, sondern die effiziente Nutzung von Primärenergie berücksichtigen. Auch wenn aus heutiger Sicht Methanisierung keine Alternative zum Netzausbau darstellt, heißt dies nicht, dass ihr Anteil an der Flexibilisierung des Netzes auf Null gesetzt werden muss!

4 ANMERKUNGEN ZU KAPITEL 3

4.1 zu 3.2 Szenariorahmen

4.1.1 zu 3.2.2 Eingangsüberlegungen

4.1.1.1 Szenario A

Der moderate Ausbau der Energieerzeugung aus Steinkohle deckt die klimapolitischen Erfordernisse nicht ab; dies wird in Kapitel Ergebnisse der Marktsimulation sowie in weiteren Kapiteln ja auch ausgeführt. Außerdem sind die langfristigen finanziellen Belastungen nicht valide abgebildet: nicht nur der im NEP als nicht kalkulierbar genannte Preis für CO₂ Zertifikate, sondern auch die ebenso wenig kalkulierbaren (da von politischen Rahmenbedingungen und weltwirtschaftlichen Entwicklungen dramatisch beeinflussten) Brennstoffkosten selbst haben unabsehbaren Einfluss auf die Grenzkosten der fossil befeuerten Kraftwerke.

4.1.1.2 KWK-Anlagen

Wie bereits unter „Methan als Energieträger“ dargelegt, ist eine zukunftsfähige, klimapolitisch vertretbare und importunabhängige Energieversorgung Deutschlands (unter Berücksichtigung des Primärenergieverbrauchs, nicht nur des Stromverbrauchs) ohne einen forcierten Ausbau der KWK insbesondere im dezentralen Bereich nicht denkbar. Vor diesem Hintergrund ist die Deckelung der KWK auf 4 GW binnen 10 Jahren als wenig ambitioniert zu betrachten und der Bedeutung dieser Form der Energiewandlung nicht angemessen.

4.1.1.3 Tabelle 1: Brennstoffkosten

Die in der Tabelle aufgeführten Annahmen stehen in eklatantem Widerspruch zur wirtschaftswissenschaftlichen Erkenntnis, dass Angebot und Nachfrage den Preis regeln. Fossile Ressourcen sind endlich, ihr schwindendes Angebot bei gleichzeitig stark steigender Nachfrage in aufstrebenden Volkswirtschaften wie China und Indien sowie den Schwellenländern wird zu höheren Preisen führen. Der sogenannte Peak Oil (Zeitpunkt der höchsten Förderleistung) wird nach wissenschaftlichen Prognosen spätestens 2015 erreicht. Nach diesem Zeitpunkt ist mit wesentlich höheren Preissteigerungen zu rechnen sein als dies in den letzten Jahrzehnten der Fall war. Die in der Tabelle prognostizierten Kosten basieren auf Preissteigerungsraten im Rahmen der bisherigen durchschnittlichen Inflationswerte (bspw. 3,1% jährlich für den Grenzübertrittspreis Rohöl) oder sogar erheblich darunter (bspw. 1,3 % jährlich für Erdgas oder 0,32 % jährlich für Kraftwerkssteinkohle). Auf dieser Basis können keine seriösen Berechnungen erfolgen. Gute wissenschaftliche Praxis für Szenarienerstellung ist die variable Abbildung variabler Parameter wie Brennstoffkosten und nicht die Festlegung auf unterster Preisebene.

4.1.2 Zu 3.2.3 Ergebnisse der Konsultation

4.1.2.1 Tabelle 3: Erzeugungskapazitäten

Die Beibehaltung eines hohen Anteils fossiler Kraftwerke mit geringer Regelmöglichkeit (Braunkohle, Steinkohle) in sämtlichen Szenarien ist mit dem langfristigen Ziel einer kohlenstofffreien Energieversorgung nicht vereinbar. Völlig unverständlich ist die (geringe) Reduzierung der Energie aus Wasserkraft in Szenario C; zwar sind in diesem Bereich keine hohen Zuwächse zu erwarten, da neue Kraftwerke (mit ggf.

neuartigen Technologien) nur Leistungen im kW-Bereich bringen können, jedoch ist nicht nachvollziehbar, warum gegenüber dem Referenzjahr 2010 ein Rückgang erwartet wird. Im Potenzialatlas der Agentur für erneuerbare Energien wird ein Zubau von 60% gegenüber dem Referenzjahr 2008 erwartet (weniger als 15% der bestehenden Querverbauungen werden zur Wasserkrafterzeugung genutzt).

Ebenso wenig ist nachvollziehbar, warum die Ausbautzahlen für Wind onshore (die kostengünstigste und bislang besterforschte Technologie im Bereich der Erneuerbaren) lediglich eine Verdopplung der installierten Kapazität vorsehen; obgleich allein Repowering eine Erhöhung der Kapazität um mindestens 30 % ermöglicht und die geänderten politischen Rahmenbedingungen in den süddeutschen Bundesländern und Nordrhein-Westfalen einen erheblichen Ausbau in der Nähe der Lastzentren ermöglichen. Der prognostizierte Zubau im Bereich Photovoltaik bildet nicht ab, dass das Dachflächenpotential Deutschlands bislang zu weniger als 5% genutzt wird, jedoch durch die gesunkenen Preise kleiner PV-Anlagen bei gleichzeitig steigenden Stromkosten privater Verbraucher ein erheblicher Anreiz besteht, Dächer von (Eigentums-)Wohngebäuden mit Photovoltaik zu bestücken. Gleichzeitig entsteht durch den wachsenden Markt der Eigenversorger ein größerer Anreiz, Speichertechnologien fortzuentwickeln bzw. serienreif zu machen. Diese positive Rückkopplung, die beim Einsatz intelligenter Stromzähler auch eine Spitzenlastabsenkung ermöglicht, ist in keinem der Szenarien berücksichtigt.

4.2 zu 3.3 Aufbereitung des Szenariorahmens

4.2.1 zu 3.3.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher

Wie kann eine plausible Simulation erfolgen, wenn keine differenzierte Kraftwerksliste existiert? Welche Hindernisse stehen der Erstellung einer solchen Liste entgegen?!

4.2.2 zu 3.3.2 Regionalisierung der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen

4.2.2.1 Allgemein

Die Beschränkung des Einbezugs erneuerbarer Energien in die Szenarien ist nicht nachvollziehbar. Die von den Bundesländern als Ziel genannten Zahlen werden lediglich in Szenario C (höchster Zubau erneuerbarer Kraftwerke) berücksichtigt. Damit bildet keines der drei Szenarien die Möglichkeit ab, dass die genannten Ziele übererfüllt werden, obwohl genau dies in der Vergangenheit häufig der Fall war. Aufgrund der breiten Akzeptanz des Umstiegs auf erneuerbare Energiequellen in der Bevölkerung ist mit einem weiteren privat finanzierten Zubau zu rechnen. Dies wird in keinem Modell abgebildet. Die regionale Detaillierung im Verhältnis der heutigen Ist-Verteilung der erneuerbaren Energien je Landkreis oder Einzugsregion eines Umspannwerkes ist ebenfalls nicht nachvollziehbar, da die gesetzlichen Rahmenbedingungen sich jederzeit ändern können und zukünftig mit einer wesentlich stärkeren Erzeugung in der Nähe der süddeutschen Lastzentren zu rechnen ist (Stichwort Winderlasse in Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg, Absichtsbekundungen der Landesregierung Freistaat Bayern).

4.2.2.2 ABBILDUNGEN 9 - 11: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IN DEN SZENARIEN

Hier wird sichtbar, wie die Skalierung der bislang installierten Kapazitäten erneuerbarer Energien auf die für 2022 benannten Ziele wirkt: für die süddeutschen Bundesländer und Nordrhein-Westfalen ist nur sehr wenig Windkraft berücksichtigt. Dagegen ist die offshore-Windkraft, für die in jedem Fall ein Netzausbau notwendig wird, mit erheblichen Anteilen an allen drei Szenarien beteiligt. Hierdurch entsteht natürlich ein

erhöhter Trassenbedarf, der bei lastnäherer (dezentraler) Erzeugung nicht in diesem Maße erforderlich wäre.

5 ANMERKUNGEN ZU KAPITEL 4

5.1 zu 4.2 ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATIONEN

5.1.1 Zu ABBILDUNG 21-23: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DIE SZENARIEN

Wie bereits in den Anmerkungen zu den Eingangsüberlegungen ausgeführt, sind die prognostizierten Strommengen (equivalent zu den zugrundeliegenden installierten Erzeugungsleistungen) im Bereich der Erneuerbaren, insbesondere Wind onshore in Süddeutschland, zu gering angenommen, während die Erzeugungsleistungen der konventionellen Kraftwerke angesichts der voraussichtlich steigenden Brennstoffkosten aus wirtschaftlichen Gründen erheblich niedriger liegen könnten als für insbesondere Szenario A angenommen.

Der Unterschied zwischen den Erzeugungs-Verbrauchs-Szenarien ist viel zu gering, um eine sinnvolle Planung bzw. die Unterschiede zwischen den verschiedenen notwendigen Ausbaustufen herauszuarbeiten.

Im Dunkeln bleibt, warum die Verbrauchszahlen von B 2022 und B 2032 sich überhaupt nicht unterscheiden.

Im Text wird sehr richtig bemerkt: „Bezüglich der Erzeugung aus Photovoltaik, Biomasse und aus Laufwasserkraftwerken unterscheiden sich die Szenarien voneinander nur marginal.“

Warum mit derart ähnlichen Szenarien gerechnet wird, wird nicht begründet. Im Vorwort wurde auf den Einspruch der Bundesnetzagentur im Vorfeld hingewiesen; dies erklärt nicht, warum eine Anpassung *aller drei* Szenarien erfolgte, statt den Szenario-trichter weiter aufzuspannen.

5.1.2 Zu 4.2.3 KWK-Mengen

Es wird in keiner Weise berücksichtigt, dass auch Wärme speicherbar ist und dadurch erhebliches Potential besteht, auch kleinere BHKW teilweise stromgeführt zu betreiben (Schwarmkraftwerksmodell).

5.1.3 zu TABELLE 8: ÜBERSICHT DUMPED ENERGY FÜR LASTSENSITIVITÄTEN

Dumped Energy wird vor dem Hintergrund steigenden Energiebedarfs auch in den Nachbarländern bzw. steigender Brennstoffkosten voraussichtlich eine geringere Rolle spielen als in Szenarien B 2032 und C 2022 vorgesehen. Selbst bei Speicherkosten von derzeit 10 ct/kWh wird das Abschalten von Energieerzeugungsanlagen in 10 Jahren mit hoher Wahrscheinlichkeit unwirtschaftlicher sein als die Speicherung.

6 ANMERKUNGEN ZU KAPITEL 6

Unerfindliche Gründe für die Angabe sämtlicher Kosten „ohne Verkabelung“ – „Verkabelung“ wird nirgends definiert, aus dem Kontext als „Verlegung von Leitungen als Erdkabel“ zu verstehen.

Es ist unklar, wer die Kosten für die Anbindung der Windparks auf See trägt. Die einzige Maßnahme, die hierzu ausgewiesen ist, bezieht sich auf das Startnetz (50Hz-T024). In Kapitel 8 wird dann ausgeführt, dass sich sämtliche geplanten Maßnahmen nur auf das onshore-Netz beziehen.

Der Laien erschließt sich nicht, warum im Bereich südliches Niedersachsen / Nordhessen / Nordrhein-Westfalen keine Netzverstärkung oder Umbeseilung erfolgt, und dafür entsprechend geringere Neubaumaßnahmen geplant werden.

Umgekehrt ist unklar, warum angesichts des außerordentlich hohen Anteils an offshore-Windkraft im Szenario B 2032 kein zusätzlicher küstennaher Leitungsbau (mit Ausnahme der Maßnahmen im Startnetz) geplant ist, obwohl 18,5 % des gesamten Stromverbrauchs offshore erzeugt werden sollen.

Die Vergleichbarkeit der Szenarien kann gesteigert werden, indem die für jedes Szenario vorausgesetzten Maßnahmen im Startnetz (7 Mrd. €) nicht in die Kosten für das jeweilige Szenario einbezogen werden.

Als Nettokosten sind mit den im NEP dargelegten Zahlen anzusehen:

Szenario A 2022: 12 Mrd. €

Szenario B 2022: 13 Mrd. €

Szenario B 2032: 20 Mrd. €

Szenario C 2022: 16 Mrd. €

6.1 zu 6.2 NETZMASSNAHMEN AUS DEN SZENARIEN

Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke zu Starkwindzeiten wird als Begründung für den gesteigerten Bedarf von Blindleistungskompensationsanlagen genannt. Da moderne Windkraft- und Photovoltaikanlagen blindleistungsfähig sind, ist diese Begründung nicht unmittelbar einleuchtend.

6.1.1 zu 6.2.3 Netzmaßnahmen Szenario B 2032

Windkraft offshore liefert ca. 50% der Zeit vollständige Auslastung. Angesichts der Tatsache, dass der überwiegende Teil der Ausbaumaßnahmen zum größten Teil zum Anschluss der offshore-Windkraft erfolgt, ist zwingend zu prüfen, ob nicht andere Möglichkeiten (Speicherung) den Ausbaubedarf verringern könnten.

6.2 zu 6.3 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen

Zitat (Seite 127): „Sensitivitätsbetrachtungen zeigten in diesem Zusammenhang einen nachteiligen Einfluss der Bündelung vieler Erzeugungseinheiten an wenigen und lastfernen Standorten“.

Diesem Satz ist voll und ganz zuzustimmen. Daher ist der geplante Anteil von > 15% offshore Windkraft an der erneuerbaren (7,5% der gesamten) Stromerzeugung unverständlich.

7 ANMERKUNGEN ZU KAPITEL 9

7.1 zu 9.1.2 Ergebnismaßnahmen

Es erfolgt keine Priorisierung der geplanten Maßnahmen im Sinne einer zeitlichen oder planungstechnisch vorrangigen Umsetzung. Sollten alle Maßnahmen zeitgleich in Angriff genommen werden, werden damit Investitionen festgeschrieben, die unter Umständen bei einer anderen Entwicklung von Erzeugung und Last unnötig sind.

Aus Abbildung 69 (Auslastungsdauerlinien) könnte man schließen, dass der HGÜ-Korridor B am schlechtesten ausgelastet sein wird (< 25 % der Jahresstunden zeigen eine Auslastung von 100%) und daher eine „Umleitung“ der durch diesen Korridor geplanten Strommengen auf Korridore A oder C kostengünstiger sein kann.

Auch erschließt sich nicht, warum der südliche Teil von Maßnahme 2 (Osterrath – Philippsburg) für alle drei Szenarien erforderlich ist; die angegebene Begründung greift nur für den nördlichen Teil.

8 FAZIT

Die vergleichsweise geringen Unterschiede in den prognostizierten Kosten ergeben sich aus der großen Ähnlichkeit der drei Szenarien (Szenario B 2032 stellt im Grunde kein eigenständiges Szenario dar, da Fortschreibung von Szenario B 2022), die eine rein prozentuale Zunahme der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien auf Basis der bisherigen räumlichen Verteilung zu Grunde legen. Daher muss bei Eintreten anderer Zubauverteilungen die Ausrichtung auf (offshore-)Windstrom nicht zwingend notwendig sein.

Bedauerlicherweise erfolgte der Einbezug der Öffentlichkeit vergleichsweise spät – hier hätten Bundesnetzagentur, Bundeswirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium professioneller agieren können (Presse, Funk und Fernsehen). Vielleicht wäre ansonsten eine stärkere Variation zwischen den Szenarien möglich gewesen, sodass der erhebliche Aufwand, der hinter dem nun vorgelegten Netzentwicklungsplan steht, mehr Informationen / Entscheidungsgrundlagen geliefert hätte.

Es bleibt zu hoffen, dass die im NEP geplanten Trassenneubauten und –verstärkungen nicht erheblich mehr Kosten verursachen als veranschlagt – und insbesondere, dass diese nicht allein den Privatverbrauchern und dem Mittelstand auferlegt werden. Die Befreiung der Großverbraucher von EEG und Netzentgelten verzerrt die Kosten der Energiewende für den Großteil der Bevölkerung und vermindert die Akzeptanz.