



Stellungnahme

**zum Netzentwicklungsplan Strom 2013,
erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 2. März 2013**

Inhalt

1. Einleitende Bemerkungen	1
2. Transparenz des Verfahrens und Bürgerinformation	2
2.1 Konkretisierung der Darstellung des Zubaubedarfs im NEP Strom 2013	2
2.2 Übertragungstechnologien Freileitung / Erdkabel	4
2.3 Erläuterungsbedarf zum NOVA Prinzip und zu Netzoptimierungsmaßnahmen	4
3. Prüfung von Alternativen und Sensitivitäten	5
3.1 DUH-Forderungen zu wichtigen Sensitivitäten- und Alternativenprüfungen	6
3.2 Verringerung von Must-Run-Units.....	7
4. Plausibilität der Ein- und Ausgangsdaten des Marktmodells prüfen	8
4.1 Zu hoch angesetzte Vollaststunden bei Braun- und Steinkohlekraftwerken.....	8
4.2 Höhere Kraftwerksauslastung gefährdet nationale Klimaziele.....	11
4.3 Kraftwerksplanungen in Szenario A 2023 teilweise nicht mehr existent	13

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 12b EnWG am 2. März 2013 den Entwurf eines „Netzentwicklungsplan Strom 2013“ zur öffentlichen Konsultation gestellt.¹ Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

1. Einleitende Bemerkungen

Der Um- und Ausbau der Stromnetze ist von elementarer Bedeutung für das Gelingen der Energiewende in Deutschland. Die Deutsche Umwelthilfe e.V. begleitet den Prozess der Stromnetzentwicklung seit fast fünf Jahren intensiv. Ein Schlüssel für den erhofften Fortschritt ist nach unserer Erfahrung die regionale Akzeptanz der geplanten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen. Unabdingbare Voraussetzung dafür ist der Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit jeder einzelnen Ausbaumaßnahme. Um die Eingriffe in Natur und Umwelt durch Netzausbaupro-

¹<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-erster-entwurf>

jekte so gering wie möglich zu halten und vor Ort das Verständnis für Netzausbauprojekte zu verbessern, muss die Planung der Maxime folgen: „So viel Netzausbau wie nötig, so wenig wie möglich“. Ein wichtiger erster Schritt hierzu ist die Transparenz des Planungsprozesses, die durch die neuen Planungsgrundsätze nach § 12 a bis e EnWG deutlich verbessert wurde.

Die nachfolgende Stellungnahme bewertet den vorliegenden ersten Entwurf des NEP Strom 2013 und weist auf noch bestehende Defizite und Verbesserungsbedarf hin.

2. Transparenz des Verfahrens und Bürgerinformation

2.1 Konkretisierung der Darstellung des Zubaubedarfs im NEP Strom 2013

Die Deutsche Umwelthilfe hat mehrfach, u.a. anlässlich ihrer Stellungnahme vom 6. Juli 2012 zum Netzentwicklungsplan Strom 2012 der Übertragungsnetzbetreiber, eine Priorisierung der im Netzentwicklungsplan fixierten Maßnahmen gefordert, um einerseits Akzeptanz zu schaffen und andererseits sonst drohende „Stranded Investments“ zu vermeiden. Diesem Vorschlag ist die Bundesnetzagentur bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012 vom 25.11.2012 gefolgt. Sie legt der Bestätigung des NEP Strom 2012 ein Prüfkonzzept zugrunde, das nicht nur die Wirksamkeit und Bedarfsgerechtigkeit der einzelnen Maßnahmen, sondern zusätzlich ihre Erforderlichkeit „im Sinne einer möglichst hohen Robustheit gegenüber den denkbaren künftigen Entwicklungen des Energiesektors“ (BNetzA 2012, S. 104) untersucht. Die Erforderlichkeitsüberprüfung nach dem Kriterium der minimalen Auslastung von 20 Prozent pro Leitung² (BNetzA 2012, S. 110) ist eine Behelfskonstruktion zur Überprüfung der „Robustheit“, die aus unserer Sicht nachvollziehbar und sinnvoll ist.

Dieser Argumentation der Bundesnetzagentur folgend haben die Übertragungsnetzbetreiber im ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 zwischen „vordringlichen“ und „zu beobachtenden“ Maßnahmen unterschieden. Dies begrüßen wir grundsätzlich, in der Darstellung sehen wir jedoch noch Mängel und offene Fragen:

Es fehlt eine tabellarische Darstellung einerseits in Form einer Übersicht über alle Maßnahmen, andererseits im Hinblick auf die Aufteilung der Trassenkilometer in den unterschiedlichen Maßnahmen-Kategorien. So wird nicht deutlich, dass sich die angegebenen Trassenkilometer auf die Gesamtheit beider Maßnahmen-Kategorien zusammen beziehen. In der Einleitung und im Fazit erklären die Autoren, dass sie nur die vordringlichen Maßnahmen zur Konsultation stellen (1. Entwurf NEP Strom 2013 [NEP 2013], S. 10 und 137) und empfehlen, kurzfristig nur die vordringlichen Maßnahmen umzusetzen (NEP 2013, S. 123). Die diesbezügliche Kilometer-Angabe wäre dementsprechend relevant, ist aber nicht explizit dargestellt. Weiterhin bleibt unklar, was mit dem Zubaunetz (NEP 2013, Tabelle, S. 96) gemeint ist und wie der Netzausbaubedarf ermittelt wurde.

² In der Stunde des Jahres mit der höchsten Auslastung muss diese mindestens 20 % betragen.

Wurden in der 2. Stufe (NEP 2013, S. 88) alle nicht bestätigten Maßnahmen einkalkuliert oder nur diejenigen, die auch in Tabelle 18, der Darstellung der „vordringlichen Maßnahmen“, zu finden sind? Dies ist unklar, denn – so heißt es auf S. 88 – auch mit diesen Maßnahmen „läge kein bedarfsgerechtes Netz vor“. Wie passt dies zu der Empfehlung, nur diese vordringlichen Maßnahmen umzusetzen? Hier besteht weiterhin erheblicher Erläuterungsbedarf, denn der Gegenstand der Konsultation bleibt an dieser Stelle unangemessen vage.

Zudem sind die Angaben zur Trassenlänge im Bestandsnetz und im Start- und Zielnetz als relevante Größe in der gesellschaftlichen Diskussion um den Stromnetzausbau im Höchstspannungsnetz nicht einheitlich. Die Angabe von 35.000 km beim Bestandsnetz bezieht sich auf die Stromkreislängen (NEP 2013, S.122), der dargestellte Netzausbaubedarf für das Start- und Zielnetz bezieht sich aber auf Trassenlängen. Dies ist einheitlich darzustellen, damit die Relation zwischen Zubaubedarf und Bestandsnetz unmissverständlich deutlich wird.

Die Kartendarstellungen zum Start- und Zielnetz sollten um eine Tabelle mit Kilometerangaben ergänzt werden, die den Netzausbaubedarf im Überblick darstellt, differenziert nach Start- und Zielnetz, sowie unterteilt in „vordringliche“ und „zu beobachtende“ Maßnahmen im empfohlenen Szenario B 2023. Diese Tabelle sollte die folgenden Angaben enthalten:

Tabelle 1: Übersicht über Leitungslängen

	Gesamtlänge (Vordringlich) [in Trassenkilometern]	Gesamtlänge (Beobachten) [in Trassenkilometern]	Startnetz [in Trassenkilometern]	Gesamt [in Trassenkilometern]	Vgl. NEP 2013 S. 88 [in Trassenkilometern]
Neubau AC	557	272	800	1.629	1.700
Neubau DC (inkl. 200 km für 3 Interkonnektoren nach BE, DK, NO)	1.945	380		2.325	2.300
Bau in Trasse AC	1.504	1.041	800	3.345	3.400
Bau in Trasse DC*	(?)	450 (?)		(?)	
Zu-/Umbeseilung (inkl. -300 km AC-> DC)	1.206	63	300	1.569	1.300
Gesamtlänge	5.212	1.756		8.868	8.700

Quelle: DUH, Kilometerangaben aus NEP Strom 2013; * eigentlich müssten auch die geplanten Trassenkilometer des DC Ausbaus genannt werden, z.B. Korridor D Lauchstädt–Meitingen (Beobachten), wo die Übertragungskapazität auf 450 km um 2 GW erhöht wird (NEP 2013, S. 88)

DUH-Forderung: Konkretisierung und plausible Darstellung des 2-stufigen Konzepts von „vordringlichen“ und „zu beobachtenden“ Maßnahmen sowie verständliche grafische Darstellung der notwendigen Trassenkilometer.

2.2 Übertragungstechnologien Freileitung / Erdkabel

Bei der konkreten Trassenplanung vor Ort spielt die Diskussion um die Übertragungstechnologie und insbesondere die Forderung nach Erdverkabelung oftmals eine zentrale Rolle. Sie ist für die Betroffenen vielfach eine Art Prüfstein für die Ernsthaftigkeit der Suche nach den besten Lösungen. Der Brisanz dieser regionalen Diskussion wird die Darstellung zur Technologiefrage im NEP 2013 nicht gerecht.

Zwar stellt der NEP Strom nur den Übertragungsbedarf zwischen zwei Punkten dar und legt noch keine Technologie für die jeweiligen Trassen fest. Allerdings beruht die Kostenabschätzung generell auf der Freileitungsausführung (vgl. NEP Strom 2013, S. 328). Bisher sind Teilerd-kabelabschnitte im Höchstspannungsnetz die Ausnahme. Der energierechtliche und regulatorische Rahmen ermöglicht allerdings schon jetzt – auf ausgewählten Strecken – eine Teilerdverkabelung auf der Höchstspannungsebene, weitere sollen nach dem aktuell in Beratung befindlichen Bundesbedarfsplangesetz hinzukommen. Dieser rechtliche Rahmen für die Erdkabeltechnologie und die technischen und ökonomischen Aspekte von Erdkabel-Projekten sollten aufgrund der gesellschaftlichen Diskussion um die Technologiefrage als Exkurs im Netzentwicklungsplan dargestellt werden.

DUH-Forderung: Darstellung möglicher Technologieoptionen (Freileitung / Erdkabel) bei gegebenem energierechtlichen und regulatorischen Rahmen, sowie deren Kosten.

2.3 Erläuterungsbedarf zum NOVA Prinzip und zu Netzoptimierungsmaßnahmen

Die Netzplanung muss grundsätzlich dem sogenannten NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) folgen^[1]. Die Übertragungsnetzbetreiber geben dementsprechend an diesem Prinzip konsequent gefolgt zu sein und verweisen auf die Erläuterungen im NEP Strom 2012 (NEP 2013, S.24). Diese reichen jedoch aus nicht aus. Die ÜNB geben folgende Maßnahmen an^[2]:

- Netzoptimierung: Leistungsflusssteuerung, Temperaturabhängiger Betrieb
- Verstärkung: Upgrade auf höhere Spannungen, Hochstrom-bzw. Hochtemperatur-seile
- Ausbau: 380 kV-Leitungen, Overlay

Grundsätzlich würde der temperaturabhängige Betrieb gemäß Windpotenzialkarte berücksichtigt. In welchem Umfang lastflusssteuernde Betriebsmittel eingesetzt werden, bleibt unklar. Die genaue Auswahl der Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen würde erst im Nachgang zum NEP in der netztechnischen Einzelfallprüfung festgelegt. Denn in der Netzmodellierung würde nur die benötigte Übertragungsleistung bestimmt. Aus unserer Sicht fehlt eine Gegenüberstellung der

^[1] Bundesnetzagentur 2012, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012, S. 18

^[2] NEP Strom 2012, 2. Entwurf, S. 100

Übertragungsleistung pro Leitung mit und ohne Anwendung des NOVA Prinzips, d.h. mit und ohne Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen inkl. Angabe der verwendeten Technologien (Leistungsflusssteuerung, HTLS, etc.).

Die Definition der Netzoptimierungsmaßnahme "Umstellung der Betriebsspannung eines Stromkreises" ist unklar und bedarf näherer Erläuterung: (S. 73): „Umstellung der Betriebsspannung eines Stromkreises auf eine höhere Spannung ohne Umbeseilung“. Ist damit eine Erhöhung von 220 kV auf 380 kV gemeint?

DUH-Forderung: *Transparente Darstellung der Ergebnisse der Prüfung des NOVA-Prinzips pro Leitung. Beispielsweise durch die Angabe folgender Kennzahlen:*

- *Bisherige Übertragungsleistung [MW]*
- *Erwartete neue Leistung nach Anwendung folgender Maßnahmen [MW]*
- *Gewählte Technologie der Maßnahmen (Leistungsflusssteuerung, HTLS, etc.)*

3. Prüfung von Alternativen und Sensitivitäten

Ein weiterer Kritikpunkt der Deutschen Umwelthilfe bezieht sich – wie schon in unserer Stellungnahme zum NEP 2012 – auf die gewählten Eingangsdaten, d.h. auf den zu Grunde liegenden Szenariorahmen. In diesem grundlegenden Verfahrensschritt ist die Berechnung von Sensitivitäten oder eines netzoptimierten Szenarios von essentieller Bedeutung. Die Bundesnetzagentur ist dieser Überzeugung von Umweltverbänden und anderen Vertretern der Zivilgesellschaft in einem ersten Schritt gefolgt und hat die ÜNB im Szenariorahmen 2013³ verpflichtet, drei Sensitivitäten zu prüfen. Dies ist allerdings noch nicht ausreichend. Weitere Untersuchungen von Sensitivitäten sollten folgen. Die Auswahl und Ausgestaltung der zu untersuchenden Sensitivitäten sollte in einem breit angelegten Dialog mit Experten und Vertretern der Zivilgesellschaft entschieden werden. Aus DUH-Sicht ist die Diskussion der Eingangsparameter des Szenariorahmens relevanter als die Diskussion um den Netzentwicklungsplan selbst. Daher empfehlen wir, den Szenariorahmen um relevante Sensitivitäten-Prüfungen zu erweitern. Die Erstellung von Szenariorahmen und NEP kann dafür, wie auch von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, auf einen zweijährigen Erstellungsrhythmus reduziert werden.

Alternativszenario B 2023 Ostsee

Auf Wunsch des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission wurde im Rahmen einer alternativen Betrachtung beim Szenario B 2023 zusätzlich untersucht, ob das ermittelte Netz auch für einen höheren Offshore-Wind Ausbau in der Ostsee ausreichen würde (vgl. NEP 2013, S. 38 und 111). Diese Sensitivitätenbetrachtung untersucht die Auswirkungen einer installierten Offshore -

³ Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA v. 30. 11.12, S.4, II, Pkt. 2.

Windleistung von 2,1 GW statt 1,3 GW in der Ostsee (Vorgabe aus Szenariorahmen 2013) auf das 50Hertz-Netz an Land. Dazu wurde eine zusätzliche Marktmodellierung durchgeführt. Im Ergebnis kann mit wenigen Netzverstärkungsmaßnahmen auch diese erhöhte Offshore-Leistung transportiert werden.

Diese zusätzliche Berechnung zeigt, dass im Rahmen der Erstellung der Netzentwicklungspläne grundsätzlich weitere Sensitivitätenberechnungen möglich sind. Wir schlussfolgern, dass auch andere, z.B. aus Bürgersicht relevante Alternativen, untersucht werden können. In verschiedenen Stellungnahmen hat die DUH dargestellt, welche die zu untersuchenden Sensitivitäten und Alternativen aus heutiger Sicht sein müssen.

3.1 DUH-Forderungen zu wichtigen Sensitivitäten- und Alternativenprüfungen

Die nachfolgende Tabelle dokumentiert den Umsetzungsstand der DUH-Forderungen nach zu prüfenden Sensitivitäten und Alternativen zum 2. Entwurf des NEP Strom 2012 im derzeit konsultierten 1. Entwurf für den NEP 2013.

Tabelle 1: Übersicht über Umsetzungsstand der DUH Forderungen

DUH-Forderung aus Stellungnahme zum 2. NEP-Entwurf der ÜNB vom 15.08.2012	Umsetzung im NEP 2013 (1. Entwurf der ÜNB vom 02.03.2013)
Die Auswirkungen eines gezielten Erzeugungsmanagements zur Netzentlastung sind in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen zu untersuchen. Dabei ist darauf zu achten, dass die netzseitige Betrachtung mit den marktseitigen Auswirkungen der Abregelung von Einspeisepitzen verknüpft wird (Punkt 3.1, S. 8).	Forderung wurde modifiziert in die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 aufgenommen und soll bis zum 1. Juli 2013 vorgelegt werden. → Die DUH-Forderung wurde weitestgehend umgesetzt.
Die Angaben zu den gelisteten Kraftwerksblöcken sollten um die technische Mindestleistung und die Lastgradienten ergänzt werden. Das Reduktionspotenzial bei MRU sollte bereits heute in die längerfristige Netzplanung (bis 2032) einfließen (Punkt 3.2, S. 9)	→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen (siehe hierzu Kap. 3.2).
Neubewertung des Referenzertragsmodells für Windenergie zur Vermeidung von Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz sowie Überprüfung der standortangepassten Vergütung für Photovoltaik zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs in den Verteilnetzen. Die ÜNB sollten im Rahmen von Alternativen überprüfen, inwieweit ein stärkerer Ausbau der Windenergie im Süden den Übertragungsbedarf reduzieren kann (Punkt 3.3, S. 10).	Forderung wurde modifiziert als alternativ zu berechnende Regionalisierung von PV, Wind und Biomasse in die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 aufgenommen und soll bis zum 1. Juli 2013 vorgelegt werden. → Die DUH-Forderung wurde umgesetzt.
Sensitivitätsbetrachtung für den gezielten Einsatz verbrauchsnahe und regelbarer Kraftwerke durchführen (Punkt 3.4, S. 10).	→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen.
Für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle sollte untersucht werden, ob eine lokale Erhöhung / Absenkung der Last Netzausbaubedarf reduzieren kann (Punkt 3.5, S. 11).	→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen.
Potenziale von Power-to-Heat in windreichen Regionen prüfen (Punkt 3.6, S. 11)	→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen.
Nur die HGÜ-Leitungen im Netzentwicklungsplan bestätigen, deren Notwendigkeit zweifelsfrei nachgewiesen wurde (Punkt 3.7, S. 11).	Die BNetzA ist der Forderung nachgekommen und hat nur 3 von 4 HGÜ Korridoren bestätigt. Auch die ÜNB haben Korridor B als „zu beobachten“ und nicht als „vordringlich“ eingestuft (S: 94). → Die DUH-Forderung wurde umgesetzt.
Volllaststunden insbesondere bei Stein- und Braunkohlekraftwerken anpassen (Punkt 3.8, S: 12).	→ Die DUH-Forderung bleibt bestehen (siehe hierzu Kap. 4).

3.2 Verringerung von Must-Run-Units

Für die Berechnung der Netzkapazitäten ist der Anteil an Must-Run-Units (MRU) bei konventionellen Kraftwerken eine entscheidende Einflussgröße. Je geringer der MRU-Anteil, umso mehr EE-Einspeisung ist bei ansonsten gleichem Netz möglich. Mit MRU sind in diesem Zusammenhang konventionelle Kraftwerke gemeint, die heute zur Sicherstellung der Wärmeversorgung (auch wärmegeführte KWK) oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Blindleistung) am Netz sein müssen und dabei gleichzeitig erheblich mehr Wirkleistung einspeisen als erforderlich⁴. Wegen langer Anfahrzeiten beanspruchen diese Kraftwerke auch dann Netzkapazität, wenn gar keine Systemdienstleistungsbereitstellung notwendig ist. Die Must-Run-Anteile bei der nationalen Leistungsbereitstellung liegen heute erfahrungsgemäß zwischen 20 GW (Schwachlast, hohe EE-Einspeisung) und 40 GW (Starklast, hohe EE-Einspeisung)⁵. Künftig können die Dienstleistungen der MRU vermehrt auch von regenerativen Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Darüber hinaus kann der Must-Run-Anteil an der Leistungsbereitstellung zunehmend durch den Einsatz von flexiblen Kraftwerken (BHKW, Gasturbinen) reduziert werden. Schätzungen gehen davon aus, dass allein über diesen Flexibilisierungspfad ca. 20 Prozent der heutigen Must-Run-Leistung reduziert werden kann⁶.

Um die vorhandenen Potenziale erkennbar zu machen, schlagen wir eine Charakterisierung der einzelnen Must-runs durch folgende Parameter vor:

- Mindestleistung
- Regelbereich (% von P_{nenn})
- Anfahrzeit (kalt)
- Anfahrzeit (heiß)
- Leistungsänderung pro Minute (% von P_{nenn} /min)

DUH-Forderung (mittelfristig): Die Angaben zu den gelisteten Kraftwerksblöcken sollten um die technischen Parameter zur Beschreibung der Flexibilität ergänzt werden. Der zukünftige Kraftwerkspark zur Deckung von Residuallast und Systemdienstleistungen muss deutlich stärker flexibilisiert werden, um darüber auch den Must-Run-Sockel abbauen zu können. Das Reduktionspotenzial bei MRU dient letztlich auch der Netzentlastung und sollte entsprechend angereizt werden. Die erwartete Entwicklung sollte darüber hinaus bereits heute in die längerfristige Netzplanung (bis 2033) einfließen.

⁴ Netzentwicklungsplan Strom (2013), 1. Entwurf vom 02.03.2013, S. 46.

⁵ Wolf, E. (2012): Wasserstoff Energiespeicher-Zukunftsszenarien und Roadmap 2018, Vortrag bei den 5. Niedersächsischen Energietagen, Goslar, 18. Oktober 2012 und FGH (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V). IAEW der RWTH Aachen in Kooperation mit Consentec, im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestenergieerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

⁶ Persönliche Auskunft, Wolf, E. am 26.10.2012.

4. Plausibilität der Ein- und Ausgangsdaten des Marktmodells prüfen

4.1 Zu hoch angesetzte Volllaststunden bei Braun- und Steinkohlekraftwerken

Die DUH hatte kritisiert, dass die im NEP 2012 (Szenario B2022) zugrunde gelegten Volllaststunden, insbesondere für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke, sowohl von den Prognosen der Energieszenarien der Bundesregierung aus den Jahren 2010 und 2011 als auch von den Erfahrungswerten der letzten Jahre erheblich abweichen. Der augenscheinliche Grund für die im Folgenden im Detail dargestellten erheblichen Widersprüchlichkeiten des von den ÜNB gewählten Marktmodells ist der den Berechnungen zugrunde liegende ausschließlich marktgetriebene Kraftwerkseinsatz, in dem in jeder Situation das am günstigsten produzierende Kraftwerk zum Einsatz kommt. Dabei soll das künftige Netz dieses Prinzip ohne Rücksicht auf die dadurch entstehenden Kosten in jeder Stunde des Jahres ermöglichen.

Zwar sind im Entwurf des NEP 2013 gegenüber seinem Vorgänger Korrekturen erfolgt. Sie sind jedoch keineswegs geeignet, die massiven Plausibilitätsmängel zu heilen, die sich aus dem Marktmodell ergeben.

Der erste Entwurf des NEP 2013 reduziert die zugrunde gelegten Volllaststunden für die Szenarien im Jahr 2023 auf 7.425 h bis 6.809 h. Damit nähern sich die Auslastungsstunden den historischen Werten sowie den Annahmen im Energieszenario der Bundesregierung an, die für die **Braunkohle** im Bereich von 6.600 - 6.800 Jahresvolllaststunden liegen. Wir begrüßen die reduzierten Annahmen für die Braunkohleverstromung im Zeitraum 2023, sehen diese aber nach wie vor als zu hoch an.

Tabelle 2: durchschnittliche Jahresvolllaststunden und Auslastungsprognosen für Braunkohle

Jahr	Historische Daten (Quelle: VDEW/BDEW)						Energieszenario		NEP-Entwurf 2013		
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2020	2025	A 2023	B 2023	C 2023
Braunkohle	6.880 h	7.030 h	6.710 h	6.610 h	6.600 h	6.850 h	6.692 h	6.264 h	7.425 h	7.371 h	6.809 h

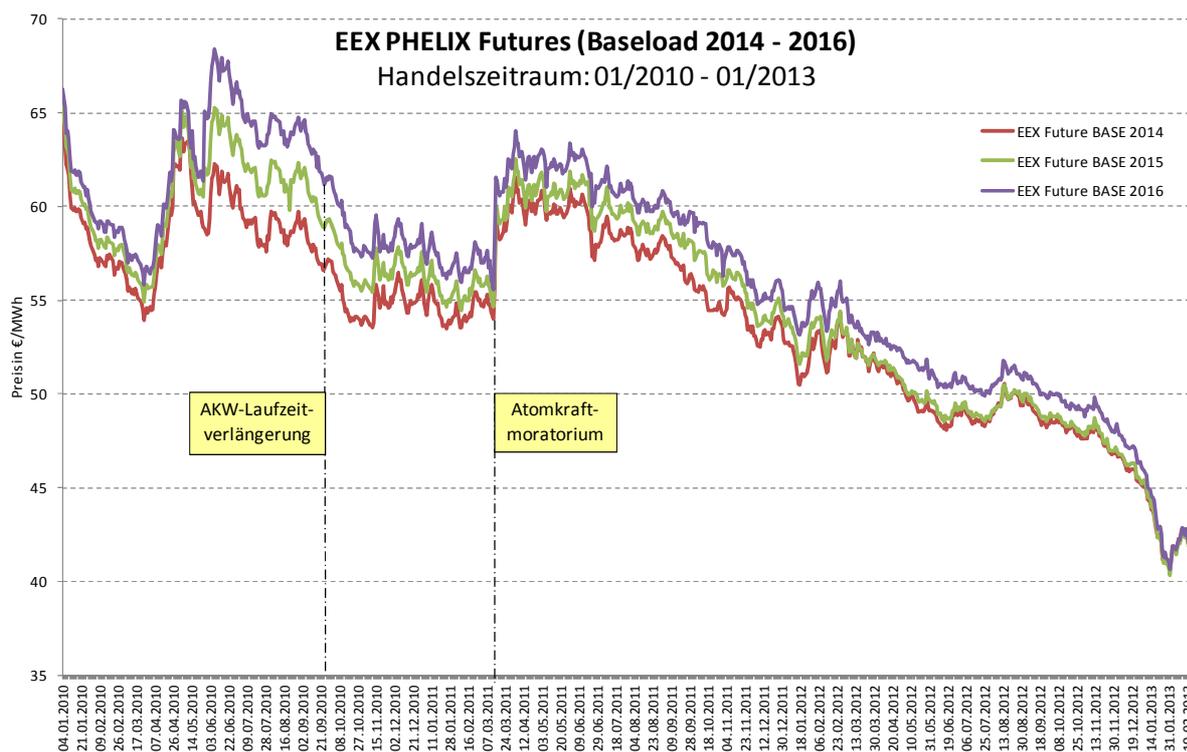
Quelle: Durchschnittliche Jahresvolllaststunden deutscher Braunkohlekraftwerke (VDEW/BDEW) sowie Auslastungsprognosen für Braunkohle in den Energieszenarien 2010 und 2011 der Bundesregierung (EWI/Prognos/GWS).

Dagegen sind die sich ergebenden Anpassungen bei der Volllaststunden-Prognose für Braunkohlekraftwerke im Jahr 2033 nichtplausibel. Der Szenariorahmen 2013 unterstellt für **Braunkohleblöcke** im Jahr **2032** eine installierte Leistung von 11,8 GW (Szenario B). Die installierte Leistung wurde also geringfügig (-2 GW) gegenüber dem Szenariorahmen 2012 (B 2032) reduziert. Anders jedoch bei den Volllaststunden: Diese werden in B 2033 (gegenüber B 2032) drastisch erhöht, von 4.906 auf nunmehr 7.020 Stunden. Der Anstieg der Volllaststunden zeigt, dass das zugrundelie-

gende **Marktmodell** zu einer erhöhten Auslastung der Kohlekraftwerke führt. Das führt zu Engpässen im Netz, wenn die Flexibilitätseigenschaften nicht ausreichen.

Wir kritisieren auch die deutlich angehobenen Volllaststunden für **Steinkohlekraftwerke** im NEP-Entwurf. Weder die Auslastungen der letzten Jahre noch die Prognosen der Energieszenarien lassen den Schluss zu, dass Steinkohlekraftwerke im Jahr 2023 nahezu doppelt so viele Volllaststunden erreichen sollen, wie dies heute der Fall ist. Die aktuelle Strommarktsituation drängt immer häufiger nicht nur Gas- sondern auch Steinkohleblöcke aus der Merit-Order. Die Entwicklung am Terminmarkt der EEX zeigt für die nächsten Jahre Großhandelspreise, die deutlich unter den Vollkosten von Steinkohleblöcken liegen. Folglich dürfte die Auslastung von neuen wie alten Steinkohleblöcken künftig noch weiter zurückgehen. Hier scheint eine Inkonsistenz zum verwendeten Strommarktmodell vorzuliegen. Bei unzureichenden Flexibilitätseigenschaften wird außerdem zusätzlicher Netzausbau notwendig.

Abbildung 1 Die Börsenpreise für Grundlaststrom der Lieferjahre 2014 bis 2016 sind seit 2010 um mehr als ein Viertel gesunken



Quelle: Daten: EEX, Graphik: DUH.

Derzeit ist nicht erkennbar, dass dieser Trend sich bis Ende des Jahrzehnts ändern wird. Im Gegenteil: der bis 2023 prognostizierte Anstieg des EE-Anteils auf 47 % basiert ganz wesentlich auf Wind- und Solarstrom, der zu Grenzkosten nahe null produziert wird und folglich die Merit-Order weiter verschieben wird.

Tabelle 3 Durchschnittliche Jahresvolllaststunden und Auslastungsprognosen deutscher Steinkohlekraftwerke

Jahr	Historische Daten (Quelle: VDEW/BDEW)						Energieszenario	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2020	2025
Steinkohle	4.490 h	4.810 h	4.320 h	3.580 h	3.870 h	3.790 h	2.477 h	2.966 h

Quelle: Durchschnittliche Jahresvolllaststunden deutscher Steinkohlekraftwerke (VDEW/BDEW);

Auslastungsprognosen für Steinkohle in den Energieszenarien 2010/2011 die Bundesregierung (EWI/Prognos/GWS).

Auch der Vergleich zwischen NEP 2012 und Entwurf 2013 zeigt, dass die Volllastprognosen für 2023 nicht plausibel sind. Danach würde innerhalb eines Jahres die Auslastung bei Steinkohleanlagen um 1.900 Stunden (Leitszenario B) ansteigen.

Tabelle 4 Vergleich der Jahresvolllaststunden deutscher Steinkohlekraftwerke in den Szenarien für 2022/23 im NEP 2012 – 2. Entwurf bzw. NEP-Entwurf 2013

Szenario	NEP 2012			prozentualer Auslastungsanstieg			NEP-Entwurf 2013		
	A 2022	B 2022	C 2022	A 2022	B 2022	C 2022	A 2023	B 2023	C 2023
Steinkohle	4.141 h	3.953 h	2.117 h	+149%	+148%	+192%	6.167 h	5.839 h	4.062 h

Quelle: ÜNB

In Folge der höheren Auslastung würde die erzeugte Strommenge in Steinkohleblöcken massiv um die Hälfte steigen, nämlich von 99,4 TWh (B 2022) auf 148,9 TWh (B 2023).

Der Vergleich der Stromerzeugungsmengen in den Leitszenarien B 2022 und B 2023 zeigt – bei gleichbleibender Stromnachfrage – einen massiven Anstieg der Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken, während die Ökostrommenge nur um etwas mehr als ein Prozent ansteigt:

Tabelle 5 Vergleich der Jahresarbeit Leitszenarien für 2022 und 2023 im NEP 2012 – 2. Entwurf bzw. NEP-Entwurf 2013

	B 2022	B 2023	Veränderung
Braunkohle	148,4 TWh	129,4 TWh	- 12,9 %
Steinkohle	99,4 TWh	148,9 TWh	+ 150 %
Erdgas	47,1 TWh	54,7 TWh	+ 16,1 %
Öl	1,0 TWh	1,3 TWh	+ 30,0 %
Sonstige	7,5 TWh	13,7 TWh	+ 82, 7 %
Σ konventionell	303,4 TWh	348,0 TWh	+ 14,7 %
Wind (onshore)	101,0 TWh	105,2 TWh	+ 4,1 %
Wind (offshore)	55,1 TWh	60,1 TWh	+ 9,0 %
Photovoltaik	48,6 TWh	55,0 TWh	+ 13,2 %
Biomasse	47,1 TWh	47,6 TWh	+ 1,0 %

Wasserkraft	27,0 TWh	18,3 TWh	- 33,3 %
Sonstige	12,0 TWh	8,3 TWh	- 30,9 %
Σ erneuerbar	290,8 TWh	294,5 TWh	+ 1,3 %
Gesamtmenge	594,2 TWh	624,5 TWh	+ 8,1 %
EE-Erzeugungsanteil	48,9 %	47,1 %	

Quelle: ÜNB

Aus dem NEP-Entwurf werden, jenseits der Ergebnisse des gewählten Marktmodells, keine Gründe ersichtlich, warum die fossile Stromerzeugungsmenge zwischen 2022 und 2023 so deutlich ansteigen soll.

DUH-Forderung: *Das jetzige und den Berechnungen der ÜNB-Betreiber zugrunde gelegte Marktmodell führt zu keinen plausiblen Ergebnissen. Aus ihm ergeben sich bis 2023 bei weiter steigenden EE-Anteilen mehr Volllaststunden bei fossilen Kraftwerken. Dieser Strom muss exportiert werden und benötigt zusätzlichen Netzausbau. In einem ersten Schritt müssen daher Flexibilitätsparemeter der Must-Runs dargestellt werden, um Potenziale für die Verringerung entstehender Netzengpässe zu identifizieren.*

4.2 Höhere Kraftwerksauslastung gefährdet nationale Klimaziele

Die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Jahresvolllaststunden würden nicht nur zu höheren Strommengen führen. Auch die strombedingten CO₂-Emissionen würden steigen und die Realisierung der mittelfristigen Treibhausgasreduktionsziele der Bundesregierung unmöglich machen. Den Treibhausgasausstoß der Energiewirtschaft prognostiziert das Umweltbundesamt⁷ für 2012 mit 360,9 Mio. t Kohlendioxid. Die strom- und wärmebedingten CO₂-Emissionen wurden lt. UBA seit 1990 (423 Mio. t) um 14,8 % reduziert. Wenn das nationale Reduktionsziel von minus 40% erreicht werden soll, dürfen im Jahr 2020 folglich nur mehr 254 Mio. t CO₂ im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung emittiert werden. Sollen bis 2030 mindestens 55 % Treibhausgase eingespart werden, bedeutet dies für die Energiewirtschaft, dass sich der strom- und wärmebedingte CO₂-Ausstoß im Jahr 2023 auf 235 Mio. t reduzieren muss und danach bis 2030 weiter auf nur mehr 190 Mio. Tonnen Kohlendioxid.

Die dem NEP-Entwurf 2013 zugrunde gelegte Kraftwerksleistung und -auslastung sowie deren spezifische CO₂-Emissionen ergeben allein für die Stromerzeugung in Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken einen rechnerischen CO₂-Ausstoß von 287 Mio. t im Leitszenario B 2023. Die CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung sind dabei noch ebenso wenig berücksichtigt wie Klimagase aus der Stromerzeugung mit weiteren fossilen Energieträgern.

⁷ UBA, „Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012“, Stand 02/2013; http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/hintergrund_treibhausgasausstoss_d_2012_bf.pdf

Tabelle 6 Spezifische CO₂-Emissionen (Bestand)

	Spezifische CO ₂ -Emissionen				elektrischer Wirkungsgrad (Bestand)
	[t CO ₂ /GJ _{therm}]	[t CO ₂ /kWh _{therm}]	[t CO ₂ /kWh _{elekt}]	[kg CO ₂ /kWh _{elekt}]	
Braunkohle	0,1110	0,0004	0,0011	1,1100	36% *
Steinkohle	0,0917	0,0003	0,0009	0,8922	37% *
Erdgas	0,0556	0,0002	0,0005	0,5004	40% **

Quellen: *) DEBRIV, **) UBA; Spezifische CO₂-Emissionen gemäß NEP-Entwurf (S. 34) und deren Umrechnung in Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom; Wirkungsgrade von Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor 1995).

Tabelle 7 Spezifische CO₂-Emissionen (Neuanlagen)

	Spezifische CO ₂ -Emissionen				elektrischer Wirkungsgrad (Neuanlagen)
	[t CO ₂ /GJ _{therm}]	[t CO ₂ /kWh _{therm}]	[t CO ₂ /kWh _{elekt}]	[kg CO ₂ /kWh _{elekt}]	
Braunkohle	0,1110	0,0004	0,0009	0,9293	43% *
Steinkohle	0,0917	0,0003	0,0007	0,7177	46% *
Erdgas	0,0556	0,0002	0,0003	0,3451	58% **

Quellen: *) DEBRIV, **) UBA; Spezifische CO₂-Emissionen gemäß NEP-Entwurf (S. 34) und deren Umrechnung in Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom; Wirkungsgrade für moderne Anlagen (ab 1995).

Aus den Volllaststunden, der installierten Kraftwerksleistung und dem spezifischen CO₂-Ausstoß pro Kilowattstunde Strom errechnen sich für das Leitszenario B 2023 nachfolgende CO₂-Jahresfrachten:

Tabelle 8 CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke gemäß Leitszenario B 2023

CO ₂ Ausstoß Leitszenario B 2023		Installierte elektrische Bruttoleistung	Volllaststunden	erzeugte Bruttostrommenge pro Jahr	CO ₂ Ausstoß pro kWh	CO ₂ Jahresmenge
		Steinkohle (η 37%)	16.844.000 kW	5.839 h	98.352.116.000 kWh x	0,892 kg =
Steinkohle (η 46%)	8.856.000 kW	5.839 h	51.710.184.000 kWh x	0,718 kg =	37.109.896 t	
	25.700.000 kW					
Braunkohle (η 36%)	8.521.000 kW	7.371 h	62.808.291.000 kWh x	1,110 kg =	69.717.147 t	
Braunkohle (η 43%)	9.079.000 kW	7.371 h	66.921.309.000 kWh x	0,929 kg =	62.190.078 t	
	17.600.000 kW					
Erdgas (η 37%)	5.000.000 kW	1.826 h	9.130.000.000 kWh x	0,500 kg =	4.568.648 t	
Erdgas (η 58%)	28.000.000 kW	1.826 h	51.128.000.000 kWh x	0,345 kg =	17.644.435 t	
	33.000.000 kW					
Summe	76.300.000 kW		340.049.900.000 kWh		278.981.488 t	

Quellen: ÜNB, UBA; Berechnungen: DUH.

Es wird deutlich, dass der für 2023 maximal zulässige Kohlendioxidausstoß der Energiewirtschaft (235 Mio. Jahrestonnen) mit dem gewählten Marktmodell und unter den Bedingungen des Szenarios B 2023 bei weitem nicht erreicht wird.⁸

DUH-Forderung: Das bestehende Strommarktmodell muss überarbeitet werden, da es trotz steigender Strommengen aus Erneuerbaren Energien zu erhöhten Vollaststunden bei fossilen Kraftwerken führt. Damit werden die Klimaziele weit verfehlt.

4.3 Kraftwerksplanungen in Szenario A 2023 teilweise nicht mehr existent

In der Kraftwerksliste zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 werden Steinkohlekraftwerksplanungen mit einer installierten Leistung von 4,6 GW als „in Planung“ gelistet (und im Szenario A 2023 berücksichtigt), die im Jahr 2012 endgültig eingestellt wurden. Bereits erteilte Genehmigungen für diese Planungen haben die Vorhabenträger an die Behörden zurückgegeben, so dass nicht davon auszugehen ist, dass diese Vorhaben nochmals relevant werden. Im Einzelnen sind dies:

Tabelle 9 Laut Kraftwerksliste zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 „in Planung“ befindliche Steinkohlekraftwerke, die allesamt 2012 endgültig eingestellt wurden

Nr.	Kraftwerkname	Status	Energieträger	Leistung	PLZ	Bundesland	tatsächliche Situation	Quelle:
675	Kraftwerk Brunsbüttel (SWS)	in Planung	Steinkohle	1.740 MW	25541	Schleswig-Holstein	Projekt in 07/2012 eingestellt!	PM der SWS v. 19.07.12: "SüdWestStrom baut kein Kohlekraftwerk"; in 01/2013 wurden Genehmigungen an Behörden (LLUR, Kreis Dithmarschen) zurückgegeben
678	Kraftwerk Staudinger 6 (E.on)	in Planung	Steinkohle	1.055 MW	63538	Hessen	Projekt in 12/2012 eingestellt!	PM des RP Darmstadt v. 04.12.12: "Kraftwerk Staudinger Block VI – E.on gibt Genehmigungsbescheide zurück"; in 12/2012 wurden Genehmigungen an Behörde (RP Darmstadt) zurückgegeben
683	Kraftwerk Stade (E.on)	in Planung	Steinkohle	1.100 MW	21680	Niedersachsen	Projekt in 09/2012 eingestellt!	Schreiben von E.on v. 07.09.12 an Hansestadt Stade "Einstellung Neubauplanung Kohlekraftwerk E.on"; Genehmigungsprozesse wurden bis dato nicht begonnen
692	Kraftwerk Mainz (KMW)	in Planung	Steinkohle	758 MW	55120	Rheinland-Pfalz	Projekt in 06/2012 eingestellt!	PM der KMW v. 19.06.2012: "Ende des Kohlekraftwerks beschlossen - Genehmigung wird zurückgegeben"
Summe				4.653 MW				

Quelle: ÜNB; bearbeitet DUH

DUH-Forderung: Die Kraftwerksliste ist dahingehend zu überarbeiten, dass Projekte, die zwischenzeitlich aufgegeben wurden, nicht länger als „in Planung“ geführt werden und daher auch nicht in die Szenarien Eingang finden. Im Szenario A 2023 ist die konventionelle Kraftwerksleistung um 4.653 Megawatt zu reduzieren.

⁸ Dabei ist in dieser Berechnung noch gar nicht berücksichtigt, dass der spezifische CO₂-Ausstoß bei künftig häufigerem Teillastbetrieb, insbesondere von Braun- und Steinkohlekraftwerken, steigt, wodurch sich die Treibhausgasjahresfrachten weiter erhöhen.

Für Rückfragen:

Dr. Peter Ahmels, Leiter Erneuerbare Energien der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-91, E-Mail: ahmels@duh.de,

Dr. Gerd Rosenkranz, Leiter Politik und Presse der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-0; E-Mail: rosenkranz@duh.de,

Anne Palenberg, Projektmanagerin Netzintegration der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin Tel.: 030-2400867-961, E-Mail: palenberg@duh.de,

Jürgen Quentin, Leiter Anti-Kohle-Kampagne der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin Tel.: 030-2400867-95, E-Mail: quentin@duh.de