



Deutsche Umwelthilfe e.V. · Hackescher Markt 4 · 10178 Berlin

Bundesnetzagentur

Referat 613P

Stichwort: Szeniorahmen
Postfach 80 01
53105 Bonn

Zudem per E-Mail an netzentwicklung@bnetza.de

BUNDESGESCHÄFTSSTELLE BERLIN

Hackescher Markt 4/
Neue Promenade 3 (Eingang)
10178 Berlin
Telefon 030 2400867-0
Telefax 030 2400867-19
E-Mail berlin@duh.de
Internet www.duh.de

Berlin, 30. August 2012

Stellungnahme

Szeniorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 17. Juli 2012

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur gemäß ihrem Auftrag nach § 12a EnWG am 17. Juli 2012 den Entwurf eines „Szeniorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013“ vorgelegt. Die Bundesnetzagentur hat den Entwurf öffentlich vorgestellt und ihn gleichzeitig im Internet veröffentlicht und bis zum 30. August 2012 zur Konsultation gestellt.¹ Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

1. Einführung

Die formale Darstellung hat sich gegenüber dem ersten Szeniorahmen verbessert, bei noch vorhandenen Mängeln im Detail. Der Szeniorahmen 2013 lehnt sich naturgemäß eng an seinen Vorgänger aus dem vergangenen Jahr an. Allerdings hat es in der Zwischenzeit bezüglich des Baus und der Planung konventioneller Kraftwerkseinheiten Veränderungen gegeben, die im vorliegenden Entwurf noch nicht vollständig berücksichtigt sind. Es gibt auch einzelne fehlerhafte Angaben (s. 3.1). Eine gegenüber dem genehmigten Szeniorahmen 2012 erhöhte Jahreshöchstlast ist

¹ www.netzausbau.de

nicht überzeugend begründet (s. 3.2.) Die dem Szenario C zugrundeliegenden Länderangaben sind leider noch immer uneinheitlich und lückenhaft. Alle diese Unzulänglichkeiten sind im Verlauf des weiteren Konsultations- und Genehmigungsprozesses nach Überzeugung der DUH heilbar.

Die zentrale Kritik richtet sich deshalb an den Prüfauftrag, der aus unserer Sicht nach wie vor zu kurz greift. Es fehlen ausreichende Vorgaben zur Prüfung relevanter Alternativen („Sensitivitäten“), aus denen sich Reduktionen des Net zum- und -ausbaubedarfs unseres Übertragungsnetzes ergeben können. Konkret geht es um die Frage der Abregelung extremer regenerativer Erzeugungsspitzen, die Nutzung eines verbesserten Lastmanagements, den Einfluss von Speicherkapazitäten mindestens für das 20-Jahre Szenario 2033 und die Reduktion fossiler Must-Run-Units (s. 4.1. bis 4.4.). Diese Chancen zur Reduktion des Netzaus- und -umbaubedarfs bedürfen unabhängig von der Frage des gesetzlichen Prüfauftrags einer genauen Überprüfung, mit der möglichst zeitnah begonnen werden sollte. Die DUH hält eine ernsthafte Bearbeitung der genannten Sensitivitäten für zentral für die Frage der Akzeptanz des schließlich verabschiedeten Bundesbedarfsplans.

2. Formale Darstellung

Die DUH erkennt an, dass der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Szeniorahmen 2013 gegenüber dem Entwurf zum Szeniorahmen 2012 verständlicher und übersichtlicher dargestellt ist. Der Entwurf für den Szeniorahmen 2013 stellt die Rahmendaten für die Netzplanung in weiten Teilen ausführlich dar. Er ist erkennbar darum bemüht, komplexe Hintergründe auch für Laien und potenziell von den Planungen Betroffene verständlich zu erläutern.

Auch weitere begleitende Instrumente der Öffentlichkeitsinformation und Beteiligung werten wir positiv: Neue Websites zum Stromnetzausbau der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur erleichtern den Informationszugang. Die Werbung um Beteiligung und Veranstaltungsreihen der Bundesnetzagentur wie auch der Übertragungsnetzbetreiber, die die Erstellung von Szeniorahmen und Netzentwicklungsplan begleiten, ermöglichen eine breitere gesellschaftliche Diskussion um den anstehenden Infrastrukturumbau.

Für das Gelingen der Energiewende und den Um- und Ausbau der notwendigen Netzinfrastruktur ist ein breites Verständnis in der Gesellschaft für die Notwendigkeit des Systemwechsels und seine Folgen von zentraler Bedeutung – sowohl auf der Ebene der nationalen Stromnetzplanung als auch hinsichtlich der Begründung konkreter neuer Trassen. Zu den zentralen Voraussetzungen für ein breites Verständnis und damit einhergehend für mehr Akzeptanz oder Duldung neuer Stromtrassen zählt der plausible Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit jeder einzelnen Ausbaumaßnahme. Grundlegende Bedeutung haben daher die Eingangsdaten des Szeniorahmens, die die Netzplanung weitgehend bestimmen. Nur wenn Eingangsdaten gewählt werden, die auf der einen Seite realistisch erscheinen und auf der anderen Seite auch potenzielle Einsparmöglichkeiten berücksichtigen bzw. aufzeigen, kann bei den betroffenen Anwohnern Verständnis für notwendige Umbaumaßnahmen erzielt werden.

Die transparente Darstellung der angenommen Kraftwerkskapazitäten in einer Kraftwerksliste bzw. die Aufschlüsselung nach Bundesländern und die gegenüber 2011 verbesserte Datenbasis sind Schritte in die richtige Richtung².

3. Inhalt und Kritik

3.1 Szenarien und Datengrundlage

Fossile Kraftwerke

Die Rückbauzeiten für Stein- und Braunkohle-Kraftwerke (KW) nach 50 Betriebsjahren sind nachvollziehbar. Die zugrunde gelegte statische Sterbelinie nach 45 Jahren bei Gaskraftwerken wird nicht konsequent durchgehalten. In der Kraftwerksliste finden sich im Szenario B2033 mehrere Gasblöcke, die zu diesem Zeitpunkt bereits deutlich älter als 45 Jahre sind³.

Bei der Braunkohle wird ein Grenzübergangspreis von 1,5 €/MWh _{th} angenommen⁴. Im Vergleich dazu geht die dena in einer kürzlich veröffentlichten Studie zur Integration der Erneuerbaren Energien⁵ von einem mehr als dreimal so hohen Grenzübergangspreis von 4,9 €/MWh _{th} bei der Braunkohle aus.

Die im Entwurf des Szenariorahmens noch als im Bau geführten **Braunkohleblöcke** BoA 2,3 in Neurath (Nr. 73, 2.100 MW) haben im August 2012 den kommerziellen Betrieb aufgenommen und sollten folglich nicht länger unter „im Bau“ klassifiziert werden.

Im Bereich **Steinkohleblöcke** werden im **Szenario A2023** Planungen berücksichtigt, die zwischenzeitlich von den Vorhabenträgern eingestellt wurden. Diese Projekte sollten daher – trotz (noch) bestehender Kraftwerksanschlusszusage – für den Zeithorizont 2023 nicht berücksichtigt werden⁶.

Bei den gelisteten **Erdgaskraftwerken** ist nicht nachvollziehbar, warum einige Kraftwerke⁷ im Szenario B2032 nicht mehr am Netz sein sollen, wenn andererseits deutlich ältere Erdgasblöcke⁸ für diesen Zeitraum noch Berücksichtigung finden.

² Die Darstellung der Kraftwerkslisten erfolgt leider nur im pdf-Dokumentformat. Zur Überprüfung bzw. Nachberechnung solcher Listen sind jedoch Excel-Tabellen wesentlich besser geeignet, so wie dies beim Konsultationsverfahren für das Gasnetz bereits obligatorisch ist. Vgl. die veröffentlichten Daten unter: <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/szenariorahmen/szenariorahmen.html>. Dies sollte für zukünftige Konsultationsverfahren im Zusammenhang mit Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan entsprechend übernommen werden.

³ Nr. 148: 58 Jahre, Nr. 150: 66 Jahre, Nr. 173: 71 Jahre, Nr. 174: 59 Jahre.

⁴ Szenariorahmen 2013, Stand 17.7.2012, S. 13.

⁵ Dena-Studie im Auftrag der RWE AG „Integration von Wind- und Solarstrom erfordert langfristigen Umbau des Stromsystems“ vom 23.08.2012, S. 159; <http://www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/2050-stellen-fossile-kraftwerke-60-prozent-der-gesicherten-leistung.html>.

⁶ Konkret handelt es sich um die Vorhaben unter der Ifd. Nr. 675 SWS, Brunsbüttel [1.720 MW] (siehe hierzu Pressemitteilung vom 19.07.2012 „SWS baut kein Kohlekraftwerk in Brunsbüttel“)

http://www.suedweststrom.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/sws/pdf/Pressemitteilungen/20120719_PM_SuedWestStrom_baut_kein_Kohlekraftwerk_in_Brunsbuettel.pdf&t=1346258580&hash=21b004436975b1d1e2025c488741bbc6 sowie Nr. 683 KMW AG, Mainz [758 MW] (siehe hierzu Pressemitteilung vom 29.06.2012 „Ende des Kohlekraftwerks beschlossen“ <http://www.kmw-ag.de/download/mitteilungen/pm-kohlekraftwerksprojekt-29-06-2012.pdf>)

⁷ Kraftwerk Kirchlegern (Nr. 159; BJ 1980), Heizkraftwerk Hagen-Kabel (Nr. 141; BJ 1980, Turbine 2004 erneuert) und das Kraftwerk Gersteinwerk K1 (Nr. 248; BJ 1984).

DUH Forderung: Korrigieren der fehlerhaften bzw. überholten Angaben im Szeniorahmen.

Erneuerbare Energien:

Die Daten der Szenarien für Erneuerbare Energien sind plausibel. Szenarien A und B basieren auf dem genehmigten Szeniorahmen 2011 unter Berücksichtigung der im Jahr 2011 installierten Leistung. Szenario C basiert auf den Angaben der Bundesländer, die leider sehr unvollständig sind.

DUH Forderung/politische Anmerkung: Die Angaben zu den Zielen der Bundesländer sind eine zentrale Grundlage für die weitere Planung. Die Bundesländer sollten den Übertragungsnetzbetreibern zeitnah ihre Ausbauziele nach einem einheitlichen Standard übermitteln.

3.2 Höchstlast

In allen Szenarien wird die Höchstlast im vorliegenden Entwurf mit 87,5 GW angegeben. Auch für das Referenzjahr wird dieser Wert angenommen. Damit passen die Übertragungsnetzbetreiber die Höchstlast des von der Bundesnetzagentur im Dezember 2011 genehmigten Szeniorahmens 2012 von 84 GW nach oben an. Die Bundesnetzagentur hatte für alle Szenarien nur den unteren Wert der Bandbreite für 2010 mit 84 GW genehmigt, der durch entsprechende Maßnahmen zur Lastabsenkung bei konstantem Strombedarf zu erreichen wäre⁹. Es wird von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber nicht begründet, warum der höhere Wert zugrunde gelegt wurde, daher sollte die genehmigte Höchstlast von 84 GW beibehalten werden.

Zudem zweifeln wir die Annahme an, das Verhältnis zwischen Stromverbrauch und Jahreshöchstlast sei konstant.¹⁰ Es ist sehr wohl denkbar, die Jahreshöchstlast durch Maßnahmen des Lastmanagements signifikant zu senken, während die Bemühungen zur Stromeinsparung nur zu einem konstanten Stromverbrauch führen¹¹.

DUH-Forderung: Die Annahmen für die Höchstlast sollen, wie im genehmigten Szeniorahmen 2012, mit 84 GW in den Szeniorahmen 2013 übernommen werden.

4. Parameter zur Minimierung des Netzausbaubedarfs

Die Energiewende hin zu einem weitgehend regenerativen Energieversorgungssystem erfordert ein gut abgestimmtes Maßnahmenpaket. Verschiedene Pfade des Zusammenspiels von zunehmend regenerativer und abnehmend fossiler Erzeugung und der zugehörigen Infrastruktur wie Netze und Speicher sind möglich und in unterschiedlicher Weise volks- und betriebswirtschaftlich sinnvoll. Von zentraler Bedeutung für die Umsteuerung wird auch die Entwicklung eines neuen Marktdesigns für den zunehmend regenerativen Strommarkt sein, dessen Rahmen und Flankierung erhebliche Auswirkungen auch auf den Stromnetzausbaubedarf haben kann.

⁸ Wie z.B. die laufenden Nummern 148, 150, 173, 174.

⁹ Genehmigung der Bundesnetzagentur zum Szeniorahmen 2012 vom 20.12.2011, S. 3, 76.

¹⁰ Bundesnetzagentur 2012, Genehmigung (des Szeniorahmens), S. 85.

¹¹ Beispielsweise indem Anwendungen in den Bereichen Transport und Wärmeerzeugung durch Strom ersetzt werden, siehe auch Bundesnetzagentur 2012, Genehmigung (des Szeniorahmens), S. 67.

Bereits im Verlauf der Konsultation des Szenariorahmens 2012 im Sommer/Herbst 2011 wurde von einigen Umwelt- und Erneuerbare-Energien-Verbänden (darunter auch die DUH) die Forderung erhoben, Sensitivitätsrechnungen für verschiedene Parameter durchzuführen, um eine sachliche Bewertungsgrundlage für verschiedene Optionen zur Ermittlung des Stromnetzausbaubedarfs zu schaffen. Wir halten dies insbesondere hinsichtlich der folgenden Parameter weiterhin für dringlich, um den Stromnetzausbau so gering wie nötig dimensionieren zu können.

(Nicht bewertet werden soll an dieser Stelle, ob die im Folgenden vorgeschlagenen Sensitivitätsrechnungen von den Übertragungsnetzbetreibern selbst, von der Bundesregierung oder von unabhängigen Dritten durchgeführt werden sollten).

4.1 Reduzierte Netzeinspeisung

Die DUH ist der Auffassung, dass Berechnungen für eine reduzierte Netzeinspeisung (Dimensionierung des Netzes für die Einspeisung der Erneuerbaren Energien, zu etwa 95% alternativ 98% der Nennleistung) notwendig sind. Die Kappung absoluter Einspeisespitzen stellt eine besonders aussichtsreiche Möglichkeit dar, einerseits den Netzausbaubedarf vornehmlich in der Nord-Süd-Richtung zu verringern und andererseits den weiteren dynamischen Zubau erneuerbarer Energiekapazitäten zu erleichtern. Diese Möglichkeit sollte deshalb frühzeitig im Detail geprüft werden.

Hintergrund der Diskussion ist beispielhaft die folgende Sachlage. Die regelmäßige Abregelung von Windenergieanlagen auf 90 % ihrer Nennleistung im Fall akuter Netzengpässe führt nur zu einer kaum spürbaren Reduktion der Jahresarbeit um weniger als 2 Prozent (s. Abb. 1). Sie führt aber zu einer Reduktion der Übertragungsleistung in der Größenordnung der Abregelung der Netzeistung (10 %).

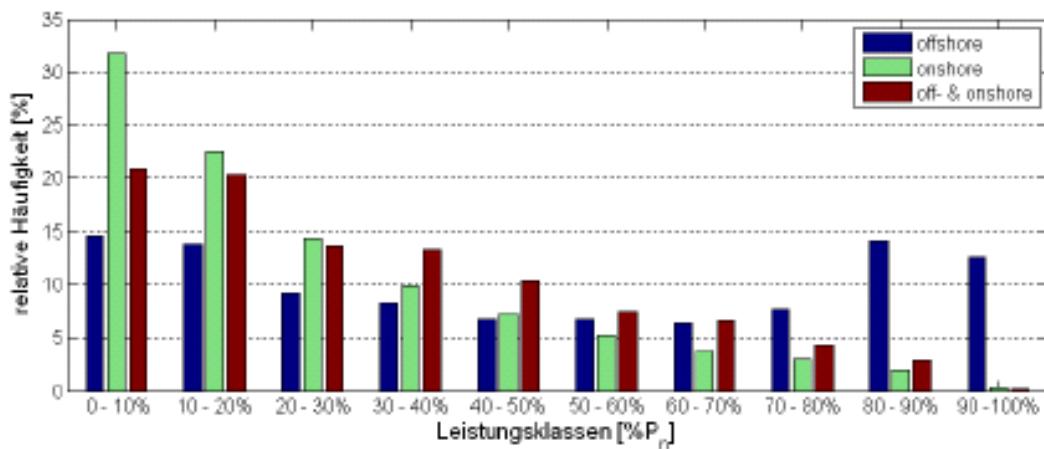


Abb.1: Anteil der Leistungsklassen einer Windenergieanlage am Jahresartrag; Quelle: Deutsche Energie-Agentur (2010): Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025 (Dena-Netzstudie II), S. 109, Abb. 6-43.

Die Leistungsspitzen der Leistungsklasse 90 - 100 % einer Windenergieanlage tragen mit ihren sehr geringen Zeitanteilen nur marginal zum Stromertrag bei, sind aber verantwortlich für 10 % der im Netz installierten Gesamtübertragungsleistung.

DUH-Forderung: Es sind belastbare Sensitivitätsrechnungen für die Dimensionierung des Netzes für eine Einspeisung der Erneuerbaren Energien zu 95 und 98 Prozent durchzuführen.

4.2 Lastmanagement

Das Potenzial zu- bzw. abschaltbarer Lasten (elektrische Wärmespeicher, Industrieproduktion, Kühlhäuser, E-KFZ etc.) zur Lastglättung ist unbestritten. Insbesondere die Lastaufnahme kann im Fall überschüssiger Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien Leitungen entlasten und möglicherweise auch den Netzausbau reduzieren. Allerdings gibt es bzgl. der über die Zeitachse und absolut erreichbaren Kapazitäten unterschiedliche Erwartungen. Sie sind aber dessen ungeachtet in jedem Fall ein Argument für die Vermeidung verfrühter Netzausbauentscheidungen. Bei der folgenden Netzplanung sollte daher geprüft werden, ob Maßnahmen des Lastmanagements, mit denen Lastspitzen reduziert werden (ggfls. in Verbindung mit verstärkten Anstrengungen zur Stromeinsparung), den Netzausbaubedarf beeinflussen.

DUH-Forderung: Zwei getrennte Sensitivitäten prüfen: a) einen geringeren Strombedarf von 500 TWh und b) eine Jahreshöchstlast von 70 GW. Dabei sollten im Netzentwicklungsplan 2013 die Auswirkung einer Absenkung des Stromverbrauchs und eines erfolgreichen Lastmanagements auf den Netzausbaubedarf konkret dargestellt werden.

4.3 Weitere Speichermöglichkeiten

Bis 2018 ist die Verlegung einer Seekabelverbindung nach Norwegen („Nordlink“) geplant, eine zweite soll bis 2028 folgen¹². Wegen der hohen Kapazität der Verbindung (bis zu 1.400 MW¹³) ist zu prüfen, ob und inwieweit sich die neuen Verbindungen auf das Erfordernis der Stromübertragung nach Süden auswirken werden.

DUH-Forderung: Die Auswirkungen geplanter Seekabelverbindungen nach Norwegen als Verknüpfung mit zusätzlichen Speichern sind als Sensitivität zu prüfen.

Für das Szenario 2033 sollten über Pumpspeicher hinaus weitere Speichermöglichkeiten wie beispielsweise „power to gas to power“ berücksichtigt werden. Es sollte geprüft werden, ob eine Nutzung des vorhandenen Erdgasnetzes als Großspeicher Netzausbau vermeiden kann.

DUH-Forderung: Den Einsatz von „power to gas to power“ als Sensitivität im Szenario 2033 prüfen.

4.4 Reduktion der konventionellen Must-Run-Units

Für die Berechnung der Netzkapazitäten ist der Anteil an Must-Run-Units (MRU) eine entscheidende Einflussgröße. Damit meinen wir nicht die im Netzentwicklungsplan Strom 2012 auch als Must-Run definierten regenerativen Erzeuger, sondern solche konventionellen Kraftwerke, die

¹² TenneT und Statnett planen zwei Gleichstromkabelverbindungen, TenneT erwähnt zwei Projekte, Statnett eins: Pressemitteilung TenneT vom 21.06.2012, „TenneT plant neue Stromkabelverbindung nach Norwegen“ und Pressemitteilung statnett vom 21.06.2012, „Agreement to realize electricity interconnector between Germany and Norway“.

¹³ Angabe nur für das 1. Seekabel, Daten für das 2. Seekabel fehlen.

heute wegen der Lieferung von Wärme (auch KWK größer 300 MW¹⁴) oder Systemdienstleistung (Regelenergie, Blindleistung) am Netz bleiben müssen und dabei gleichzeitig Wirkleistung erzeugen¹⁵. Sie beanspruchen dadurch mehr Netzkapazität als für die reine Systemdienstleistungsbereitstellung notwendig wäre. Beispielsweise können Braunkohlekraftwerke nicht unter 50 % ihrer Nennleistung gedrosselt werden, weshalb sie in Zeiten hoher Wind- und Solarstromeinspeisung mehr Netzkapazität benötigen als systemisch erforderlich wäre. Teilweise können die Aufgaben der MRU auch von Anlagen der regenerativen Erzeuger erfüllt werden.

DUH-Forderung: *Die Angaben zu den gelisteten Kraftwerksblöcken sollten um die technische Mindestleistung und den Lastgradienten 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. Dieses Reduktionspotenzial dient letztlich auch der Netzentlastung und sollte daher bereits heute in die Netzplanung einfließen.*

4.5 Standortannahmen für Gaskraftwerke

Die Entwicklung eines Netzplanes stellt aus unserer Sicht eine Optimierungsaufgabe dar. Es muss geprüft werden, mit welchen Maßnahmen der Netzausbau auf das erforderliche Maß reduziert werden kann. Vermutlich kommt dabei der Wahl der Standorte für neue flexible Gaskraftwerke eine wesentliche Rolle zu.

DUH-Forderung: *Es sind Unterszenarien mit verschiedenen Standortregionen für Gaskraftwerke zu entwickeln, um bei der folgenden Erarbeitung des Netzentwicklungsplans zu prüfen, ob der Bau von Gaskraftwerken an den „richtigen“ Standorten den Netzausbaubedarf reduzieren oder zeitlich aufschieben kann.*

5. Fazit und Empfehlungen

Wir halten den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szeniorahmen 2013 zwar für eine plausible und grundsätzlich geeignete Grundlage für die Erstellung des nächsten Netzentwicklungsplans Stroms. Der Prüfauftrag greift allerdings aus unserer Sicht nicht weit genug. Es fehlt eine ausreichende Vorgabe zur Prüfung relevanter Alternativen im Sinne von Sensitivitätsrechnungen. Für besonders wichtig halten wir in diesem Zusammenhang die Prüfung der Auswirkung einer geringfügigen Abregelung regenerativer Erzeugungsspitzen (4.1) sowie eines verstärkten Lastmanagements (4.2) auf den Netzausbau. Für das Szenario 2033 sollte darüber hinaus der Einfluss bis dahin möglicherweise wirksamer Speicherkapazitäten (insbes. power to gas to power) auf den Netzausbaubedarf geprüft werden (4.3.). Für folgende Netzentwicklungspläne sollte das Reduktionspotenzial an Must-Run-Units und die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf überprüft werden (4.4.).

¹⁴ Netzentwicklungsplan Strom 2012, 1. Entwurf vom 30.5.2012, S. 48.

¹⁵ Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeitete Fassung vom 15.8.2012, S. 56/57.

Gerd Rosenkranz

P. Ahmels

Dr. Gerd Rosenkranz

Dr. Peter Ahmels

Leiter Politik & Presse

Leiter Erneuerbare Energien

Kontakt:

Deutsche Umwelthilfe e.V.

Hackescher Markt 4

10178 Berlin

Ansprechpartner:

Dr. Peter Ahmels, Leiter Erneuerbare Energien, ahmels@duh.de, Tel.: 030-2400867-91

Dr. Gerd Rosenkranz, Leiter Politik und Presse, rosenkranz@duh.de, Tel.: 030-2400867-21

Anne Palenbergs, Projektmanagerin Netzintegration, palenbergs@duh.de, Tel.: 030-2400867-961

Mit der Veröffentlichung der Stellungnahme sind wir einverstanden.