

Hard facts. Clear stories.

Copenhagen  
Economics

CE

# NEP 2.0

Netzentwicklungsplan für die Zukunft

TENNET  
16 SEPTEMBER 2018

AUTHOREN

Helge Sigurd Næss-Schmidt, Partner  
Claus Kastberg Nielsen, Partner  
Martin Bo Westh Hansen, Managing Economist  
Sabine Wilke, Economist

## VORWORT

---

Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) bildet den Rahmen für den Ausbaubedarf und damit auch die zukünftigen Investitionen in das deutsche Übertragungsnetz. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind zur Vorlage des NEP gesetzlich verpflichtet. Er beinhaltet eine Reihe von Szenarien einer möglichen energiewirtschaftlichen Entwicklung und ihrer Folgen für das deutsche Übertragungsnetz. Insbesondere der groß angelegte Ausbau erneuerbarer Energien ist ein wesentlicher Treiber des Netzausbaus. Der Netzentwicklungsplan identifiziert mögliche Überlastungen im Netz und definiert Investitionen, die nötig sind, um diesen Überlastungen entgegenzuwirken. Er ist damit das Werkzeug zur Feststellung, Beurteilung und Bestätigung von zukünftigen Investitionen ins Netz.

Während die Einführung des NEP 2012 einen willkommenen Wendepunkt für die Netzplanung darstellte, stellen sich Stakeholder nun vermehrt die Frage, ob der Netzentwicklungsplan Strom auch für die Zukunft einer digitalen Energiewelt mit 60-100% Strom aus erneuerbaren Energien gewappnet ist.

Vor diesem Hintergrund hat TenneT Copenhagen Economics gebeten, zu untersuchen, ob der NEP für die Zukunft geeignet ist und wie der Prozess möglicherweise verbessert werden kann.

# INHALTSVERZEICHNIS

---

|                                                                                                                    |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Vorwort</b>                                                                                                     | <b>0</b>  |
| <b>Executive summary</b>                                                                                           | <b>5</b>  |
| <b>NEP 2.0 – Neue Herausforderungen für die Netzplanung für Übermorgen</b>                                         | <b>8</b>  |
| <b>1 Reformprinzip 1: Eine robustere Evaluierung von Investitionen in der längerfristigen Perspektive</b>          | <b>12</b> |
| 1.1 Der Grundsatz der Engpassfreiheit ist zu simpel um den gesellschaftlichen Bedarf an neuen Netzen zu beurteilen | 12        |
| 1.2 Der NEP betrachtet nicht die volle Lebensdauer einer Netzinvestition bei der Beurteilung von Nutzen            | 15        |
| 1.3 Der NEP gibt kurzfristigen Lösungen keinen Raum                                                                | 16        |
| 1.4 Richtlinien für die praktische Umsetzung                                                                       | 17        |
| <b>2 Reformprinzip 2: Explizite Behandlung von Risiken und Möglichkeiten bei Investitionen in der langen Frist</b> | <b>23</b> |
| 2.1 Langfristige Unsicherheiten werden im NEP nicht abgebildet                                                     | 23        |
| 2.2 Richtlinien für die praktische Umsetzung                                                                       | 28        |
| <b>3 Reformprinzip 3: Flexiblere Herangehensweise an die Netzplanung</b>                                           | <b>35</b> |
| 3.1 Projektauswahl- und Bestätigungsverfahren sind zu starr                                                        | 35        |
| 3.2 Zwei-Jahres-Zyklus kann zu ineffizienten Ergebnissen führen                                                    | 36        |
| 3.3 Richtlinien für die praktische Umsetzung                                                                       | 37        |
| 3.4 Der Beitrag des NEP zur allgemeinen Energiepolitik                                                             | 42        |
| 3.5 Der Übergang: vom NEP 2030 zum NEP 2.0                                                                         | 42        |
| <b>Literaturliste</b>                                                                                              | <b>47</b> |

## TABELLENVERZEICHNIS

---

|                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 1 Hauptindikatoren für Robustheit .....                                  | 33 |
| Tabelle 2 Notwendige Veränderungen und ihre<br>Verortung bei der Umsetzung ..... | 45 |

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

---

|                                                                                                                                         |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1 Steigende Investitionen in das deutsche Übertragungsnetz in den letzten 10 Jahren .....                                     | 9  |
| Abbildung 2 Struktureller Bedarf vs. temporärer Engpass .....                                                                           | 14 |
| Abbildung 3 Planungshorizont im NEP vs. Lebensdauer von Netzprojekten.....                                                              | 16 |
| Abbildung 4 Gesamtinvestitionen in die Netzinfrastruktur in den drei Szenarien des NEP 2030 .....                                       | 24 |
| Abbildung 5 Zusätzliche Netzinvestitionen für Deutschland in den fünf 2050-Szenarien des e-Highway Projektes im Vergleich zu 2030 ..... | 25 |
| Abbildung 6 Speicher in Deutschland in den drei 2040-Szenarien des TYNDP im Vergleich zu 2020 .....                                     | 26 |
| Abbildung 7 Benötigte Kapazität deutscher HGÜ-Korridore .....                                                                           | 27 |
| Abbildung 8 Regelmäßiges Monitoring unterstützt die Risikobewertung .....                                                               | 39 |
| Abbildung 9 Überblick: die Prinzipien zur praktischen Umsetzung.....                                                                    | 41 |

## BOXEN

---

|                                                                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Box 1 Kosten-Nutzen-Berechnungen zum<br>Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien vs.<br>Netzausbau (kurz- und langfristig) ..... | 18 |
| Box 2 Eine vereinfachte Kosten-Nutzen-Analyse Schritt<br>für Schritt – am Beispiel von P113 .....                                     | 20 |
| Box 3 Der Robustheitstest am Beispiel des Projektes P113<br>.....                                                                     | 32 |
| Box 4 Beispiel: Die Sensitivitätsanalyse für den <i>Viking Link</i><br>.....                                                          | 34 |

## EXECUTIVE SUMMARY

---

Ein tiefgreifender Wandel des Energiesektors in Deutschland und Europa im letzten Jahrzehnt hat dazu geführt, dass der Netzausbaubedarf in Deutschland stark angestiegen ist. Haupttreiber dieses Wandels sind der Anstieg volatiler, erneuerbarer Energiequellen, vor allem der Zubau von Windenergie oft weit entfernt von den Verbrauchern, sowie der Rückgang von verbrauchsnahe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken und Kernkraftwerken.

Die Einführung des Netzentwicklungsplans (NEP), 2011 gesetzlich flankiert und verankert im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), war ein zeitgemäßer und erfolgreicher Wendepunkt in der deutschen Netzplanung. Er hat eine Steigerung der jährlichen Netzinvestitionen ermöglicht und damit erfolgreich die Anforderungen der ersten Phase der Energiewende erfüllt. Vor dem ersten NEP lagen die Netzinvestitionen bei rund 600 Millionen Euro jährlich (2007 – 2011) und sind nach 2011 konstant angestiegen, auf rund zwei Milliarden Euro jährlich seit 2015.

Die im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aufgeführten Maßnahmen stellen das absolute Minimum dessen, was nötig ist, dar, um einen Großteil erneuerbarer Energien in das Netz aufzunehmen zu können. Die Maßnahmen des EnLAG und des BBPlG sind somit *no-regret*-Maßnahmen und müssen bei der künftigen Netzplanung 2.0 den Startpunkt für alle weiteren Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz darstellen. Mittlerweile wird jedoch mehr und mehr in Frage gestellt, ob der NEP auch für den massiven Wandel des Energiesektors in der Zukunft gewappnet ist.<sup>1</sup> Unsere Evaluierung zeigt, dass der aktuelle NEP folgende, ineinandergreifende Schwächen aufweist, die sich ohne eine Reform der Berechnungsmechanismen negativ auf die zukünftige Planung auswirken können:

- Die Feststellung des Investitionsbedarfs basiert auf der Behebung von Engpässen durch netztechnische Maßnahmen in (fast ausschließlich) einem einzelnen Jahr, dem jeweiligen Zieljahr des NEP (im letzten NEP das Jahr 2030)
- Kosten und Nutzen dieser Engpässe und deren Behebung in den Jahren vor oder nach 2030 fließen – mit Ausnahme eines Langfristhorizontes (im letzten NEP 2035) – nicht in die Investitionsempfehlung ein

---

<sup>1</sup> Beispielsweise zeigen die Studien Agora Energiewende (2018) 'Toolbox für die Stromnetze', und Agora Energiewende (2017) 'Optimierung der Stromnetze' Schwächen der heutigen Netzplanung auf.

- Der Beurteilung liegen Szenarien zugrunde, die bezüglich der Haupttreiber des Investitionsbedarfs – etwa Flexibilität der Nachfrage, die Nutzung von Speichern, geographische Lage und Konzentration der Nachfrage – über die sehr lange Lebensdauer von Netzanlagen nur begrenzt variieren. Das birgt das Risiko, dass Netzkapazitäten in den kommenden Jahrzehnten nicht ausgeschöpft werden. Solch ein Risiko ist eng mit dem möglicherweise raschen Reifen von Technologien verbunden, welche möglicherweise zukünftig zu geringeren Kosten als traditionelle Netzinvestitionen Engpässe beheben und Flexibilität schaffen können (die ‚Stranded Assets‘-Diskussion)
- Zu starre Planungsgrundsätze legen fest, wie die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Engpässen umzugehen haben, was zwei mögliche Risiken birgt: Es kann alternative Investitionen mit einer höheren erwarteten wirtschaftlichen Tragfähigkeit anstelle von Netzinvestitionen blockieren oder Netzinvestitionen erzwingen, selbst wenn die Alternativen günstiger wären.
- Die Erarbeitung des NEP ist sehr aufwändig und ressourcenintensiv und erfolgt alle zwei Jahre neu. Der NEP beinhaltet aufwändige und detaillierte Modellierungen zur Identifizierung von Netzengpässen in einem einzelnen Zieljahr, auch wenn dieses Zieljahr das gleiche ist wie im Vorgänger-NEP (z.B. 2030) und die Szenarien kaum von den Szenarien des Vorgänger-NEP abweichen.

Um diesen Schwächen zu begegnen, schlagen wir ein Reformpaket mit drei wesentlichen Elementen vor. Wichtig ist dabei ein reibungsloser Übergang vom heutigen NEP zum NEP 2.0.

**Eine robustere Evaluierung von Investitionen in der längerfristigen Perspektive.** Jeder Investition sollte eine Kapitalwertberechnung vorausgehen, welche die Netzinvestition mit Alternativen vergleicht und nicht das ‚engpassfreie Netz‘ erzwingt. Idealerweise werden Kosten und Nutzen über die gesamte Lebensdauer der Investition gemessen, nicht nur in einem einzelnen Jahr.

**Explizite Behandlung von Risiken und Möglichkeiten von Investitionen in der langen Frist.** Die Szenarien, die der Beurteilung zugrunde liegen, sollten eine realistischere Variation in den Haupttreibern des Investitionsbedarfs widerspiegeln, darunter auch die zunehmende wirtschaftliche Reife und Skalierbarkeit von Alternativen zu Netzinvestitionen. Netzinvestitionen mit einem hohen Kapitalwert in vielen verschiedenen plausiblen Szenarien, also sogenannte no-regret-Investitionen, die in jedem Fall Sinn machen, sollten im NEP Priorität haben.

**Eine flexiblere Herangehensweise an die Netzplanung.** Wir schlagen vor, die Frequenz des momentanen NEP, der alle zwei Jahre erstellt wird, dahingehend zu verändern, dass alle vier Jahre – oder wenn sich wichtige Veränderungen bei den Haupttreibern ergeben – ein formeller (Haupt-) NEP mit gründlichen Analysen und Risikobewertungen erstellt wird. In den Jahren dazwischen

(oder jedes zweite Jahr) empfehlen wir, eine weniger aufwändige Bestandsaufnahme (Monitoring) der wesentlichen Annahmen hinter dem Investitionsbedarf durchzuführen. Basierend auf dieser Bestandsaufnahme sollte es den ÜNB erlaubt sein, Projekte auf der – im NEP- Prozess derzeit noch nicht existierenden – Prioritäten-Liste nach oben (d.h. in Richtung Bestätigung) oder unten (d.h. nicht-priorisiert) zu rücken. Die Kosten für den Netzausbau in der langen Frist in verschiedenen alternativen Szenarien können auch als Input zur energiepolitischen Diskussion beitragen, zum Beispiel um Wege zu finden, die Energiewende so günstig und gesellschaftsverträglich wie möglich zu gestalten.

**Ein reibungsloser Übergang vom NEP 1.0 zu einem reformierten NEP 2.0.** Der heutige NEP 2030 hat ein gewisses Momentum geschaffen, der beibehalten werden muss. Deshalb schlagen wir vor, dass der aktuelle NEP wie geplant finalisiert wird. Die ÜNB können auf dieser Basis bis Anfang 2019 den Bedarf an Netzinvestitionen neu berechnen. In diese Berechnung könnten möglicherweise bereits ausgewählte neue Elemente aufgenommen werden, beispielsweise Vorschläge aus dieser Studie. Im Großen und Ganzen wird die Bedarfsberechnung jedoch wie gewohnt ablaufen und sich auf die bestehenden Prinzipien stützen. Parallel sollten die Vorbereitungen für einen neuen NEP 2.0 beginnen, und letztendlich dazu führen, dass Prinzipien, Gesetzgebung und operative Richtlinien so ausgestaltet werden, dass Anfang 2020 ein Netzentwicklungsplan basierend auf dem neuen, hier vorgestellten Konzept vorgelegt werden kann.

Unsere Analyse der Schwächen des aktuellen NEP und die praktische Umsetzung unserer Empfehlungen ist im Folgenden detailliert beschrieben.

## NEP 2.0 – NEUE HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE NETZPLANUNG FÜR ÜBERMORGEN

Der tiefgreifende Wandel des Energiesektors in Deutschland und Europa im letzten Jahrzehnt hat zu einem steigenden Netzausbaubedarf in Deutschland geführt. Haupttreiber dieses Wandels sind der Zubau erneuerbarer Energiequellen, vor allem von Windenergie weit entfernt von Verbrauchern, sowie der Rückgang konventioneller Stromerzeugung nahe am Verbraucher. Die Erzeugung wird volatil, die Entfernungen zwischen Energiequellen und Verbrauchern wachsen. Beides hat einen stark erhöhten Transport- und damit Netzausbaubedarf zur Folge.

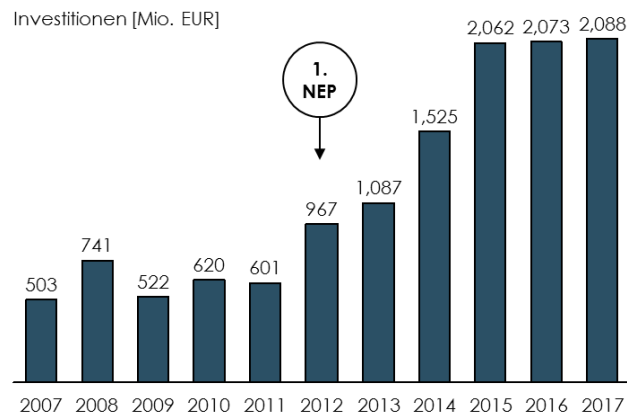
Die Einführung des Netzentwicklungsplanes Strom (NEP), gesetzlich flankiert und verankert im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), war aus verschiedenen Gründen ein zeitgemäßer und erfolgreicher Wendepunkt für die deutsche Netzplanung. *Erstens* hat der NEP die notwendigen Rahmenbedingungen für eine Koordinierung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geschaffen, sodass Synergien genutzt werden können. *Zweitens* hat der NEP Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) als Alternative zum kontinuierlichen Verstärken von Wechselstrom (AC)-Verbindungen ermöglicht. *Drittens* hat der letzte NEP, zusätzlich zu den traditionellen Netzlösungen, auch erstmals lastflusssteuernde Maßnahmen eingeführt. *Viertens* hat der NEP einen klar definierten regulatorischen Bestätigungsprozess mit sich gebracht, in dem bestätigte Projekte gesetzlich verankert werden. Dieser bildet sowohl regulatorisch als auch politisch einen festen Rahmen für alle handelnden Akteure.<sup>2</sup>

Es ist anzunehmen, dass diese Merkmale des NEP ausschlaggebende Faktoren waren für den erheblichen Anstieg der Netzinvestitionen von jährlich rund 600 Millionen Euro auf etwa 2 Milliarden Euro jährlich ab 2015, siehe Abbildung 1.

---

<sup>2</sup> Die Verpflichtung auf nationaler Ebene ist nicht notwendigerweise auch auf kommunaler Ebene vorhanden, wo die genaue Ausführung der einzelnen Projekte diskutiert und bestätigt wird.

**Abbildung 1**  
**Steigende Investitionen in das deutsche Übertragungsnetz in den letzten 10 Jahren**



Anm.: Vorläufige Zahlen für 2017. Investitionen aller vier ÜNB zusammengenommen.  
 Quelle: statista (2018) 'Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland in den Jahren 2007 bis 2017'. link: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168146/umfrage/investitionen-in-die-stromnetze-der-uebertragungsnetzbetreiber-seit-2007/>

Doch das ist nur der Anfang. In den letzten zehn Jahren beliefen sich die Gesamtinvestitionen in das Übertragungsnetz in Deutschland auf etwa 12 Milliarden Euro. In den kommenden Dekaden wird jeweils ein Mehrfaches dieser Investitionen erforderlich sein, um das Übertragungsnetz an die Anforderungen der neuen Energielandschaft Deutschlands anzupassen.

Sollten die Ambitionen der neuen Regierung aus dem Koalitionsvertrag Realität werden, sind diese Schätzungen jedoch bereits veraltet. Dort wird vorgeschlagen, den anvisierten Anteil erneuerbarer Energien von derzeit rund 50 % auf 65 % in 2030 zu erhöhen.<sup>3</sup> Dies würde den Druck auf das Netz weiter erhöhen, da vor allem volatile Energiequellen wie Wind und Sonne zugebaut werden. Dieser Trend wird auch über 2030 hinaus mit Blick auf 2050 anhalten. Ferner ist auch eine Dekarbonisierung in Deutschlands Nachbarstaaten zu erwarten.

Der NEP hat erfolgreich die Anforderungen der ersten Phase der Energiewende erfüllt. Die im Bundesbedarfsplan und im Energieleitungsausbaugesetz aufgeführten Maßnahmen sind nur das absolute Minimum dessen, was notwendig ist, um mehr Erneuerbare Energien in das Netz aufzunehmen. Die Maßnahmen des EnLAG und des BBPIG sind somit *no-regret*-Maßnahmen und müssen bei der künftigen Netzplanung 2.0 der Ausgangspunkt für alle weiteren Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz sein. Doch nun wird mehr und mehr in Frage gestellt, ob der NEP auch

<sup>3</sup> Siehe den Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Download z.B. auf der Website der CDU unter <https://www.cdu.de/koalitionsvertrag-2018>

für den zu erwartenden massiven Wandel des Energiesektors in der Zukunft gewappnet ist.<sup>4</sup> Ein wesentliches Thema ist dabei, wie robust die Identifizierung und Beurteilung des Netzausbaubedarfs im NEP ist. Ein Beispiel: Die Szenarien im bestehenden NEP beinhalten bereits, dass Alternativen zu Netzinvestitionen wie *demand side management* (DSM), Sektorenkopplung und Speichertechnologien den Bedarf an Netzausbau bis zum Jahr 2030 senken können. Doch wie rasch wird die wirtschaftliche Tragfähigkeit und Skalierbarkeit solcher Alternativen in den kommenden Jahren ansteigen? Und welchen Einfluss wird eine exponentielle Entwicklung solcher und auch anderer Technologien auf den künftigen Netzausbaubedarf haben? Netzausbauprojekte haben einen nicht unerheblichen Einfluss auf Gesellschaft und Politik und Netzanlagen eine erwartete Lebensdauer von vielen Jahrzehnten. Insgesamt stellt sich also die Frage:

*Ist der gegenwärtige NEP so konzipiert, dass er sicherstellt, dass auch der Netzausbau für die Jahre nach 2030 optimal, kosteneffizient und gesellschaftsverträglich erfolgt, obwohl wir noch nicht genau wissen, wie sich die Technologien und Marktbedingungen bis dahin entwickeln werden?*

Das ist die Frage, die TenneT Ende 2017 gestellt hat, und die Frage, die wir in diesem Papier untersuchen und beantworten wollen. Die kurze Antwort lautet: Nein. Der NEP hat zwar bis heute zu merklichen Verbesserungen bezüglich der Transparenz und Verlässlichkeit von Netzinvestitionen geführt. Doch letztendlich schlussfolgern wir, dass der NEP in seiner jetzigen Ausgestaltungsform nicht in der Lage sein wird, die zukünftigen Herausforderungen des andauernden Wandels des deutschen Energiesektors zu erfüllen.

Auf der Grundlage unserer Analyse schlagen wir ein *Reformpaket* für den deutschen Netzplanungsprozess mit drei wesentlichen Elementen vor, welche in zukünftigen Netzentwicklungsplänen umgesetzt werden sollten:

- *Eine robustere Evaluierung von Investitionen in der längerfristigen Perspektive.* Dies beinhaltet die Einführung einer Kapitalwertberechnung welche Kosten und Nutzen über eine längere Periode als ein einzelnes Jahr (momentan 2030) betrachtet, und nicht notwendigerweise das ‚engpassfreie Netz‘ erzwingt. Die betrachteten Kosten und Nutzen müssen sich hierbei nicht auf wirtschaftliche Kosten und Gewinne beschränken. Darüber hinaus sollte der NEP einen strukturierten Rahmen für die Evaluierung kurzfristiger Ad-hoc-Maßnahmen bilden.
- *Explizite Behandlung von Risiken und Möglichkeiten von Investitionen in der langen Frist.* Der Investitionsbedarf hängt von einer Reihe von Faktoren ab, die mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Etwa durch gesellschaftliche Entwicklungen oder durch das Tempo, mit dem sich Alternativen zu Netzinvestitionen ergeben. Die Beurteilung von Investitionen sollte diese

---

<sup>4</sup> Beispielsweise zeigen die Studien Agora Energiewende (2018) 'Toolbox für die Stromnetze', und Agora Energiewende (2017) 'Optimierung der Stromnetze' Schwächen der heutigen Netzplanung auf.

Unsicherheit widerspiegeln durch eine umfassende Risikobehandlung, die sich auf die wichtigsten Faktoren (z.B. Reife alternativer Lösungen, Standorte von erneuerbaren Energien etc.) konzentriert.

- *Eine flexiblere Herangehensweise an die Netzplanung.* Der heutige NEP ist aufwändig und ressourcenintensiv, und er ist bezogen auf die Festlegung von Projekten zu starr. Darum wird vorgeschlagen, die Frequenz des momentanen NEP von zwei auf vier Jahre zu erhöhen, bzw. einen neuen NEP mit gründlichen Analysen und Risikobewertungen dann zu erstellen, wenn sich wichtige Veränderungen bei den Haupttreibern ergeben. Für die Jahre dazwischen wird eine weniger aufwändige Bestandsaufnahme (Monitoring) der wesentlichen Annahmen hinter dem Investitionsbedarf empfohlen. Basierend auf dieser Bestandsaufnahme sollte es den ÜNB erlaubt sein, Projekte auf einer im NEP-Prozess derzeit noch nicht existierenden Prioritäten-Liste nach oben (d.h. in Richtung Bestätigung) oder unten zu rücken. Die festgestellten Investitionskosten des Netzausbaus in der langen Frist in verschiedenen Szenarien können auch zur allgemeinen energiepolitischen Diskussion beitragen. Zum Beispiel können die Szenarioanalysen helfen, Lösungen zu identifizieren, die die Energiewende günstiger machen. Ebenso können die Analysen zur Diskussion anderer Elemente beitragen, die den Netzausbaubedarf auf Dauer reduzieren können, z.B. die gezielte Unterstützung neuer Technologien, Änderungen im Strommarktdesign etc.

# REFORMPRINZIP 1: EINE ROBUSTERE EVALUIERUNG VON INVESTITIONEN IN DER LÄNGERFRISTIGEN PERSPEKTIVE

Wichtigstes Ergebnis des NEP-Prozesses ist eine Liste von Projekten, die die ÜNB gemeinsam zur Bestätigung an die Regulierungsbehörde übermitteln. Beim Erstellen dieser Projektliste beurteilen die ÜNB den gesellschaftlichen Nutzen der empfohlenen Projekte. Dieser Prozess ist recht fortgeschritten, auf analytischer Ebene kompliziert und für die ÜNB ressourcenintensiv. Dabei beruht der NEP auf einem einfachen Konzept, anhand dessen bestimmt wird, ob Bedarf an den einzelnen Projekten besteht: dem Aufbau eines *engpassfreien Netzes* in einem bestimmten Jahr. Für den neuesten NEP ist dieses „Modelljahr“ das Jahr 2030.

In diesem Kapitel wollen wir aufzeigen, dass dieses einfache Konzept in der Tat zu simpel ist, um den gesellschaftlichen Nutzen verschiedener Netzinvestitionen richtig zu erfassen. Wir empfehlen einen verbesserten Ansatz zur Beurteilung und Priorisierung von Projekten, der einen stärkeren Fokus auf Kurz- und Langfristigkeit legt. Zunächst stellen wir drei Bereiche vor, in denen ein soliderer Beurteilungsansatz von Nutzen sein könnte (Abschnitte 1.1 bis 1.3). Anschließend empfehlen wir einige Verfahren für die praktische Umsetzung unseres empfohlenen Ansatzes im NEP (Abschnitt 1.4).

## 1.1 DER GRUNDSATZ DER ENGPASSFREIHEIT IST ZU SIMPEL UM DEN GESELLSCHAFTLICHEN BEDARF AN NEUEN NETZEN ZU BEURTEILEN

Zentrales Planungskriterium für den NEP ist ein Netz, frei von Engpässen zu modellieren. Das bedeutet, dass in einem bestimmten Jahr eine Leitung gebaut werden muss, weil es andernfalls zu einem Engpass im Bestandsnetz kommen würde. Dieser Ansatz hat den Nachteil, dass vorübergehende kurzlebige Engpässe zu neu benötigten Projekten führen können – selbst dann, wenn die Kosten für die Beseitigung eines solchen Engpasses höher als der Nutzen sind.<sup>5</sup>

Durch die Anwendung dieses Planungsprinzips im NEP werden auch in Zukunft auf der Liste der empfohlenen Projekte sowohl solche stehen, die eine große Anzahl von Engpässen beheben, als auch solche, die nur sehr wenige Engpässe beheben. Die effektivsten Projekte (10 Prozent) der aktuellen NEP-Projektliste beispielsweise beheben im Durchschnitt Engpässe in über 3.900 der 8.760 Stunden

---

<sup>5</sup> Der Grundsatz der Engpassfreiheit führt dazu, dass für jeden Engpass ein Projekt vorgeschlagen wird. Das bedeutet nicht, dass all diese Projekte auch umgesetzt werden, da nicht alle von der BNetzA bestätigt werden. Das Netz ist in der Realität also nie ganz frei von Engpässen, und von Redispatch und EinsMan wird regelmäßig Gebrauch gemacht.

pro Jahr, das bedeutet in 45 Prozent der Zeit. 10 Prozent der am wenigsten effektiven Projekte hingegen beheben im Durchschnitt nur Engpässe in 170 Stunden pro Jahr – dies sind 2 Prozent der Zeit. Dennoch werden bislang alle Projekte gleich behandelt und gleichermaßen zur Bestätigung eingereicht,<sup>6</sup> obwohl ihr Nutzen für die Gesellschaft offensichtlich sehr unterschiedlich ausfällt. Bei einem möglichen Sprung auf 65 Prozent erneuerbarer Energien und dem Ziel einer faktischen Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien bis 2050 ist es wahrscheinlich, dass sich alle aktuell im EnLAG und BBPIG enthaltenen Maßnahmen für die Zukunft rechnen. Angesichts der Unsicherheiten bezüglich der künftigen Entwicklung von Technologien, kann dieser gedankliche Schritt aber nicht für Maßnahmen über das Jahr 2030 hinaus gelten, die ebenfalls heute betrachtet werden.

**Empfehlung 1.a**

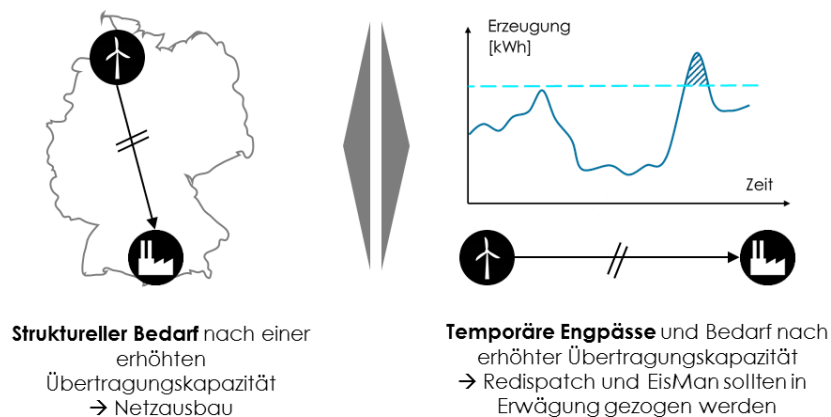
Als Hauptkriterium zur Priorisierung von Projekten, die mithilfe der Engpassanalyse identifiziert worden sind, sollten zukünftig transparente Kosten-Nutzen-Prinzipien angewandt werden.

Der Wert des Netzausbaus steht im Zusammenhang mit dem Nutzen, den er für das Stromnetz bringt. Dieser Nutzen wird in der Regel definiert als die Fähigkeit, Strom zu jeder Zeit vom Ort der Erzeugung vom Verbraucher zu transportieren. Da jedoch der Übertragungsbedarf sowohl geografisch als auch im Laufe der Zeit variieren kann, schwankt auch der durch zusätzliche Netzkapazität erzielte Nutzen erheblich. Beispielsweise dienen manche Leitungen dazu, die strukturell bedingte Überkapazität im Norden auszugleichen und Überschüsse in den bedarfsintensiven Süden zu bringen. Auf der anderen Seite haben manche anderen Leitungen vornehmlich den Zweck, die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Sie beseitigen vorübergehende Engpässe, die von einer schwankenden Erzeugung herrühren, siehe Abbildung 2.

---

<sup>6</sup> Einige der ermittelten Projekte im letzten NEP wurden als „nicht vorschlagswürdig“ eingestuft, hier wird also in gewisser Weise unterschieden, allerdings nicht ausreichend und nicht auf eine vollständig etablierte, strukturierte und transparente Weise.

**Abbildung 2**  
**Struktureller Bedarf vs. temporärer Engpass**



Quelle: Copenhagen Economics Illustration

Wenn ein struktureller Bedarf an größerer Übertragungskapazität besteht, sind Investitionen in den Netzausbau in der Regel angemessen und lohnenswert.<sup>7</sup> Im Fall von zeitlich begrenzten Engpässen kann es jedoch oft vorteilhaft sein, den Netzausbau nicht nach der Spitzenlast auszurichten. Stattdessen sollten Redispatch und Einspeisemanagement als alternative Lösungen in Betracht gezogen werden.

Deshalb ist es wichtig, nicht nur festzustellen, ob eine Netzinvestition einen Engpass behebt, sondern auch, ob dieser Engpass auf kostengünstigere Weise behoben werden kann, wie zum Beispiel durch Redispatch.

In den Marktsimulationen des gegenwärtigen NEP wird davon ausgegangen, dass erneuerbare Energiequellen zu Erzeugungsspitzenzeiten um 3 Prozent der maximalen Erzeugungsleistung reduziert werden. Während dies bis zu einem gewissen Grad das Prinzip berücksichtigt, das Netz nicht für den Transport des letzten Megawatts auszulegen, ist die 3-Prozent-Regel doch zu allgemein. Das optimale Einspeisemanagement ist von Ort zu Ort unterschiedlich und richtet sich nach den jeweiligen Spitzenwerten der einzelnen erneuerbaren Energiequellen. Daher empfehlen wir einen flexibleren Ansatz, bei dem das optimale Einspeisemanagement projektweise definiert wird, beispielsweise innerhalb eines vorgegebenen Spektrums von 3 bis 10 Prozent. Mit anderen Worten: Das Einspeisemanagement sollte ein tatsächlich nutzbares Werkzeug darstellen, das für das Funktionieren und den Ausgleich des Marktes eingesetzt wird, anstatt einfach nur eine verallgemeinernde, feststehende Annahme zu sein.

<sup>7</sup> Solch eine Beurteilung, und Kosten-Nutzen-Analysen im Allgemeinen sollten sich im Idealfall nicht nur Deutschland betrachten, sondern auch den Rest Europas mit einbeziehen.

**Empfehlung 1.b**

Wenn es gesamtgesellschaftlich besser ist, einen Engpass durch Redispatch oder EisMan zu lösen, sollte das getan werden – und nicht neue Netzinfrastrukturprojekte gebaut werden.

## **1.2 DER NEP BETRACHTET NICHT DIE VOLLE LEBENSDAUER EINER NETZINVESTITION BEI DER BEURTEILUNG VON NUTZEN**

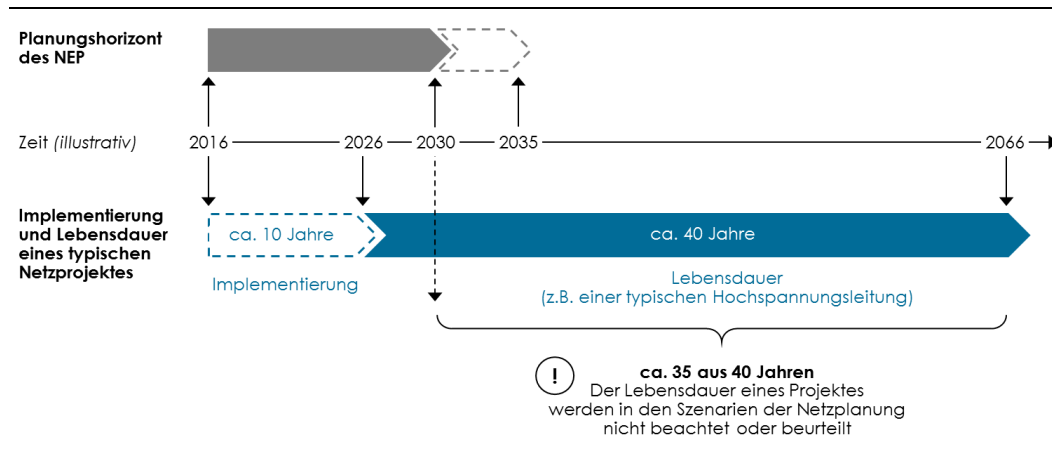
Der NEP in seiner jetzigen Form bezieht sich auf ein Modelljahr, das 10 bis 15 Jahre in der Zukunft liegt<sup>8</sup> – beim letzten NEP war dies das Jahr 2030. In Simulationen wird das Risiko von Engpässen für dieses Jahr beurteilt und ermittelt, welche Projekte umgesetzt werden sollten, um Engpässe zu vermeiden. Potenzielle Engpässe vor oder nach diesem Modelljahr sind nicht Bestandteil der Betrachtung.

Dies hat zur Folge, dass der NEP den Großteil der Lebensdauer einer Netzinvestition bei der Beurteilung von Nutzen außer Acht lässt. Beispielsweise kommt es vor, dass ein Projekt, über das im Jahr 2016 entschieden wurde, erst nach 10 Jahren, also erst 2026, betriebsbereit ist. Der Nutzen des Projekts im aktuellen NEP wird jedoch nur für 2030 beurteilt, d. h. nach einer Betriebszeit von lediglich vier bis fünf Jahren. Der Nutzen, den die Investition in den übrigen 35 Jahren ihrer Lebensdauer erbringen kann, wird schlicht nicht berücksichtigt, vgl. Abbildung 3. Auch hier ist beim dem aktuell gesetzlich festgelegten „Energiewende-Netz“ davon auszugehen, dass sich diese Projekte auch noch in einer digitalen und grünen Energiewelt ausreichend amortisieren werden. Allerdings kann eine solche Aussage nicht ohne Weiteres für die Vielzahl von künftigen Projekten gelten, die in der aktuellen Logik des NEP für die Jahre 2030 ff. nötig wären.

---

<sup>8</sup> Nach EnWG § 12a, "Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung"

**Abbildung 3**  
**Planungshorizont im NEP vs. Lebensdauer von Netzprojekten**



Quelle: Copenhagen Economics Illustration

### Empfehlung 1.c

Für die Beurteilung einer Investition sollte ein Kapitalwert-Ansatz, der Kosten und Nutzen über die vollständige Lebensdauer hinweg betrachtet, angewendet werden.

## 1.3 DER NEP GIBT KURZFRISTIGEN LÖSUNGEN KEINEN RAUM

Der NEP konzentriert sich auf die mittelfristige Zukunft und schlägt traditionelle Netzinvestitionen<sup>9</sup> zur Bewältigung von Herausforderungen in einem Zeitfenster von zehn bis 15 Jahren vor. Es kann jedoch häufig zehn Jahre dauern, bis diese Investitionen umgesetzt und betriebsbereit sind.

Daher wird die Frage, ob nicht während der Bauphase im Zeitraum bis 2030 eine Lücke zwischen dem Netzbedarf und der Netzbereitstellung besteht, im NEP gar nicht beurteilt. Der NEP betrachtet nicht, wie potenzielle Herausforderungen für das Netz in der näheren Zukunft bis 2030 zu bewältigen sind, obwohl die vorhandene Netzkapazität erwartungsgemäß unter dem Bedarf liegen wird. Das bedeutet, dass es bei der aktuellen Implementierungsgeschwindigkeit von bereits gesetzlich beschlossenen Projekten zu einem gesteigerten Bedarf an kostenintensiven netzstabilisierenden Markteingriffen wie Redispatch und Windabregelungen kommen wird. Gegenwärtigen Erwartungen zufolge ist es fraglich, ob das sogenannte „Zielnetz“, das bis 2030 in Betrieb gehen soll, überhaupt rechtzeitig errichtet werden kann, wenn man die langen Implementierungszeiträume sieht.

<sup>9</sup> Netzverstärkung und -Ausbau, wie etwa das Verlegen von Leitungen und Bauen von Transformatoren

Allerdings umfasst die Toolbox der ÜNB auch sogenannte *Ad-hoc-Maßnahmen*, die bei der Optimierung der bestehenden Netze helfen und deutlich schneller umgesetzt werden können als herkömmliche Netzlösungen. Beispielsweise kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis zur doppelten Menge an Strom transportiert werden.<sup>10</sup> Darüber hinaus können Phasenschieber als wirksame kurz- und mittelfristige Lösung zur Beseitigung von Engpässen dienen.<sup>11</sup>

Um die Bestätigung für eine Netzinvestition – einschließlich einer Ad-hoc-Maßnahme – zu erhalten, muss die Investition in der NEP-Projektliste aufgeführt sein. Zwar wurden im vergangenen NEP 2030 (Version 2017) einzelne solcher Projekte auf die Liste gesetzt und auch bestätigt, da jedoch kurzfristige Analysen im NEP keine besondere Berücksichtigung finden, ist es schwierig, den Nutzen von Ad-hoc-Maßnahmen nachzuweisen. Im NEP fehlt eine systematische Beurteilung der kurzen Frist, mit klaren Berechnungen, wo welche Ad-hoc-Maßnahmen hilfreich wären. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, einen systematischen Entscheidungsprozess zu Investitionen in Ad-hoc-Maßnahmen aufzusetzen.<sup>12</sup>

#### **Empfehlung 1.d**

Der NEP-Prozess sollte in der Lage sein, Ad-hoc-Maßnahmen als Lösungen zu erwägen.

## **1.4 RICHTLINIEN FÜR DIE PRAKTISCHE UMSETZUNG**

Auf Grundlage der obigen Empfehlungen schlagen wir folgende Richtlinien für die praktische Umsetzung vor: Der NEP sollte einen *Kapitalwert-Ansatz* anwenden, um 1) die gesamte Lebensdauer eines Projektes und 2) Kosten und Nutzen von Projekten explizit zu berücksichtigen. Wir haben drei praxisorientierte Vorschläge:

1. Entwicklung eines Rahmens für die Beurteilung von kurzfristigen Ad-hoc Maßnahmen
2. Durchführung einer pragmatischen Kosten-Nutzen-Analyse für Projekte kleinen bis mittleren Umfangs
3. Durchführung einer gründlicheren Kosten-Nutzen-Analyse für die größten Netzinvestitionen (z.B. HGÜ-Projekte)

### **1.4.1 Rahmen für die Beurteilung von kurzfristigen Ad-hoc Maßnahmen**

Wichtig ist es einen Rahmen zu entwickeln, um über kurzfristige Investitionen entscheiden zu können. Dieser würde eine kurzfristige Engpassanalyse (für die nächsten 5 bis 10 Jahre) umfassen, in der potenzielle Lücken zwischen benötigter und erwarteter Kapazität aufgezeigt werden. Dabei

<sup>10</sup> BMWi (2015) Stellungnahme zum BNetzA-Konzept für ein zukünftiges Verfahren für Netzausbaupläne (NAP) auf der 110-kV-Ebene, welche Bezug nimmt auf dena (2012), Erneuerbare Energien (2011) und RWTH Aachen

<sup>11</sup> Agora Energiewende (2018) Toolbox für die Stromnetze

<sup>12</sup> Dieser Prozess kann grundsätzlich auch außerhalb des NEP liegen, wenn das mehr Sinn macht.

sollten die zu erwartenden Netzengpässe und die Kapazität bereits genehmigter Projekte zur Beseitigung dieser Engpässe berücksichtigt werden.

Auf Grundlage dieser Beurteilung sollte der ÜNB aufgrund von Kosten-Nutzen-Grundsätzen einen Business Case entwickeln und entscheiden, ob Ad-hoc-Maßnahmen eine bessere Option sind als die alternativen netzstabilisierenden Markteingriffe (Redispatch, Windabregelungen).

Beim Vergleichen von Ad-hoc-Maßnahmen und Markteingriffen sollte bestimmt werden, welche Teile der Markteingriffe zu tatsächlichen sozioökonomischen Kosten führen und welche lediglich von der Öffentlichkeit an Betreiber von Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen weitergegeben werden. Dazu gehört auch eine Beurteilung des sozioökonomischen Nutzens, der sich ergibt, wenn die Abregelung geförderter erneuerbarer Energien (Einspeisemanagement) vermieden wird, siehe Box.

#### **Box 1 Kosten-Nutzen-Berechnungen zum Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien vs. Netzausbau (kurz- und langfristig)**

Eine solche Beurteilung muss die zugrundeliegenden Annahmen zum Zeithorizont und der Behandlung von *sunk costs* klar nennen.

Die marginalen Kosten der Energieerzeugung durch bereits installierte Windkraftanlagen sind sehr gering. Windkraftanlagen sind typischerweise mit sehr hohen Investitionskosten pro Einheit produzierter Energie verbunden, doch auch mit sehr niedrigen marginalen laufenden Kosten. Eine einfache Kosten-Nutzen-Berechnung würde dementsprechend den Anstieg in gesellschaftlichem Nutzen dadurch erhöhen, dass Strom aus Windkraft in eine Region mit höheren Preisen fließt, und damit die Kosten für die dortigen Verbraucher senkt. Auf der anderen Seite würden die Kosten für das Übertragungsnetz steigen. Das Ergebnis der Berechnung wird unter anderem davon abhängen, inwieweit marginale Netzkapazitäten genutzt werden, und inwieweit die marginalen Erzeugungskosten auf beiden Seiten des Engpasses voneinander abweichen.

Langfristig gesehen ist das Niveau installierter Kapazität nicht extern vorgegeben, sondern das Ergebnis von politischen Entscheidungen und technologischen Entwicklungen. Das bedeutet, dass der Nutzen durch eine erhöhte Übertragungskapazität zur Verhinderung von Einspeisemanagement sehr unterschiedlich ausfallen kann. Eine gründliche Kosten-Nutzen-Analyse würde beurteilen, ob ein Kapazitätsausbau von beispielsweise Windkraft in einer bestimmten Region einen gesellschaftlichen Nutzen hat, der die Kosten verbunden mit dem Bau der Windkraftanlage und der erhöhten Übertragungskapazität wettmacht.

Anm: In dieser Box beschreiben wir, welche Arten von ökonomischen Überlegungen grundsätzlich angestellt werden sollten, wenn es um den Netzausbau in der kurzen und langen Frist in Verbindung mit erneuerbaren Energien geht. Das bedeutet nicht, dass die hier genannten Analysen von den ÜNB durchgeführt werden müssen oder sollten

Quelle: Copenhagen Economics

#### 1.4.2 Pragmatische Kosten-Nutzen-Analyse für Projekte kleinen bis mittleren Umfangs

Für eine auf sozioökonomischen Prinzipien basierende Projektbeurteilung ohne übermäßige Kosten und bürokratischen Aufwand schlagen wir eine pragmatische Kosten-Nutzen-Analyse für Investitionsprojekte kleinen bis mittleren Umfangs vor. Diese beruht auf einer einfachen Kapitalwertberechnung und der Anwendung von Faustregeln.

Wesentlichen Nutzen der Verbesserung des Netzes ist der Effizienzgewinn - Strom wird dort erzeugt, wo er am günstigsten ist und dorthin transportiert, wo die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher am größten ist. Ohne ausreichende Netzkapazität muss der Anteil der kostengünstigen Stromerzeugung reduziert und der Anteil der teureren Stromerzeugung, die näher am Verbraucher liegt, erhöht werden. Der Wert dieses Nutzens lässt sich ermitteln, indem Redispatch und Einspeisemanagement beurteilt werden – d. h. die Maßnahmen, die ansonsten erforderlich gewesen wären, um einen bestimmten Engpass zu beseitigen. Dieser Nutzen ist quantifizierbar und wurde im NEP-Prozess bereits teilweise in Zahlen ausgedrückt.<sup>13</sup> Aus diesem Grund empfehlen wir, eine vereinfachte Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen, bei der die im Laufe der Zeit eingesparten Redispatch-Kosten mit den Investitionskosten für das Projekt verglichen werden. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass dies nur *einer* der Nutzen des Projektes ist.

Als Faustregel gilt: Es sollte eine standardisierte Kennzahl berechnet werden, die den Wert des Beseitigens eines Engpasses durch eingesparte Redispatch-Kosten angibt. Dieser Wert würde in der Praxis für die verschiedenen Teile des Netzes unterschiedlich ausfallen. Mithilfe einfacher Mitteilungen über Engpässe, aber auch mit aufwändigeren Methoden<sup>14</sup> könnte ein Durchschnittswert berechnet werden. Eine derartige Vereinfachung würde die Beurteilung erheblich erleichtern – auch bei der Bewertung von Risiko und Robustheit. Es sollte jedoch geprüft werden, ob diese Vereinfachung für die tatsächliche Projektbeurteilung angemessen ist.

Im aktuellen NEP werden die ungefähren Kosten von Netzprojekten mithilfe von Standardkosten eingeschätzt. Die Kosten werden linear in Abhängigkeit von der Länge der Leitung bzw. des Erdkabels sowie von bestimmten weiteren Assets berechnet. Dabei wird ein standardisierter „Kosten pro Kilometer bzw. pro Asset“-Faktor angewendet. Diese bestehende Regel könnte leicht in die vorgeschlagene, vereinfachte Kosten-Nutzen-Bewertung integriert werden.

Die Vorgehensweise der vereinfachten Kosten-Nutzen-Analyse wird in der nachfolgenden Box beispielhaft veranschaulicht.

---

<sup>13</sup> Die Berechnungen werden nicht veröffentlicht, aber unterstützen die veröffentlichten Nutzenbewertungen

<sup>14</sup> z.B. mithilfe einer ökonomischen Berechnung

## Box 2 Eine vereinfachte Kosten-Nutzen-Analyse Schritt für Schritt – am Beispiel von P113

Beim Projekt P113 handelt es sich um ein Projekt für die Netzverstärkung in Norddeutschland. Um einen vereinfachten Kapitalwert zu erhalten, empfehlen wir die folgenden Schritte:

1. **Berechnung der Anzahl der im Jahr 2030 durch das Projekt beseitigten Engpässe.** Z. B. beseitigt P113 3.234 Engpässe im Zielnetz (ein anderes oder ein durchschnittliches Netz kann verwendet werden, wenn das sinnvoller ist). Diese Anzahl der Engpässe wird dann für die Lebensdauer des Projektes (ca. 40 Jahre) oder für einen kürzeren Zeitraum von 20 bis 25 Jahren (wie vom ENTSO-E festgelegt)<sup>15</sup> als konstant erachtet.<sup>16</sup>
2. **Berechnung der eingesparten Redispatch-Kosten pro beseitigten Engpass für das Projekt oder Verwenden der standardisierten Kennzahl** (Durchschnittlicher Nutzen für einen beseitigten Engpass). Die erste Variante, eine projektspezifische Berechnung, ist genauer, aber auch deutlich arbeitsintensiver. Deshalb kann es Sinn machen, eine standardisierte Kennzahl für den Nutzen eines behobenen Engpasses zu berechnen und dann für alle (oder den Großteil der) Projekte und alle Engpässe zu benutzen.
3. **Schätzung der Implementierungskosten**, indem die Länge in Kilometern mit den Standardkosten pro Kilometer multipliziert wird. Für verschiedene Kategorien gelten unterschiedliche Standardkosten (diese gibt es bereits – hier sind keine Änderungen erforderlich), z. B. km Verstärkung vs. km Neubau. Für P113 betragen die Standardkosten für Leitungsarbeiten über 136 km plus einer Ad-hoc-Maßnahme ca. 265 Millionen Euro.
4. **Diskontierung der Kosten und Nutzen auf ihren aktuellen Wert.** Wenn davon ausgegangen werden kann, dass die Implementierungskosten im ersten Jahr anfallen, müssen nur die Nutzen aus den eingesparten Redispatch-Kosten reduziert werden. Die standardisierte Kennzahl berücksichtigt bereits diskontierte zukünftige Nutzen.
5. **Vergleich von aktuellen Kosten und Nutzen.** Es wird geschätzt, dass beim Projekt P113 Implementierungskosten von 265 Millionen Euro anfallen. Der Nutzen hängt davon ab, welcher Wert der Behebung von Engpässen zugeschrieben wird. Das Projekt P113 behebt 3.234 Engpässe, sollte dies insgesamt weniger als 265 Millionen Euro wert sein, dann ist der (vereinfachte) Kapitalwert negativ. Liegt der Nutzen bei mehr als 265 Millionen Euro, dann ist der (vereinfachte) Kapitalwert positiv.

Anm: Beispiel für illustrative Zwecke

Quelle: Copenhagen Economics

### 1.4.3 Gründliche Kosten-Nutzen-Analyse für besonders große Netzinvestitionen

Netzinvestitionen haben typischerweise eine lange Lebensdauer. Da die Zukunft mit Unsicherheiten behaftet ist, besteht bei Netzinvestitionen grundsätzlich das Risiko, dass sie in der Zukunft, zum Beispiel gegen Ende ihrer Lebensdauer, unterhalb ihrer Kapazität genutzt werden. Solche

<sup>15</sup> ENTSO-E (2015) Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects

<sup>16</sup> In Kapitel 2 zeigen wir auf wie die Verlängerung dieser kurzen Lebensdauer der Risikobewertung/Robustheit dienen kann

Investitionen werden als *Stranded Assets* bezeichnet und können potenziell hohe Kosten für die Gesellschaft bedeuten. Andererseits können mehrere kleinere Investitionen für sich genommen zwar rentabel erscheinen, jedoch in ihrer Gesamtheit wirtschaftlich und gesellschaftlich schlechter zu bewerten sein als wenige größere Investitionen.

Das Optimieren und Verstärken des Stromnetzes hat eine Reihe von Vorteilen gegenüber dem Bau neuer Leitungen: erstens ist es oftmals kostengünstiger, zweitens ist es weniger umstritten und hat weniger negative Auswirkungen auf die Akzeptanz des Netzausbau in der Gesellschaft. Dennoch kann in einzelnen Ausnahmefällen der Bau neuer Leitungen insgesamt niedrigere Gesamtkosten (d.h. wirtschaftliche, soziale und ökologische Kosten und mögliche weitere negative externe Effekte) verursachen als die Verstärkung des Bestandsnetzes. In derartigen Fällen sollte die insgesamt beste Lösung für die Gesellschaft verfolgt werden.

Bei den größten und teuersten Projekten wären die gesellschaftlichen Kosten von Fehleinschätzungen in diesem Zusammenhang am höchsten. Bei diesen Investitionen ist es deshalb besonders wichtig, dass die Entscheidung für den Bau auf einer gründlichen Beurteilung basiert.

Für die größten Netzinvestitionen schlagen wir deshalb vor, eine gründliche Analyse nach standardmäßigen Kosten-Nutzen-Grundsätzen vorzunehmen. Dies könnte beispielsweise bei allen künftigen zusätzlichen HGÜ-Projekten geschehen. Die Kosten-Nutzen-Analyse muss nicht notwendigerweise Teil eines standardisierten NEP-Prozesses sein. Bei ihr sollten jedoch die gleichen Szenarien und Methoden wie beim NEP angewendet werden.

Für eine fundierte Kosten-Nutzen-Analyse schlagen wir folgende Grundsätze vor:

- *Berücksichtigung aller Kosten und Nutzen – auch derjenigen, die schwer zu quantifizieren sind.* Dazu gehören z. B. auch Systemsicherheit und mögliche Auswirkungen auf die Netzsicherheit(n-1-Kriterium). Ziel sollte sein, die gleichen analytischen Methoden anzuwenden, wie sie z. B. bei Bewertungen im Rahmen des TYNDP oder Beurteilungen durch die Europäische Kommission von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) zum Einsatz kommen.
- *Betrachtung eines längeren Zeitraums.* Ein Ansatz für das Beurteilen von Nutzen im Laufe der Zeit ist das Verwenden eines Zeitraumes von 25 Jahren, wie es von ENTSO-E wird bei Kosten-Nutzen-Analysen für Investitionen in das europäische Transmissionsnetz ein Betrachtungszeitraum von 25 Jahren vorgeschlagen<sup>17</sup> – obwohl die durchschnittliche Lebensdauer von Netzkomponenten typischerweise etwa 40 Jahre beträgt. Dieser Ansatz berücksichtigt also nur den Nutzen während rund der Hälfte der Projektlebensdauer.

---

<sup>17</sup> ENTSO-E (2015) Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects

Denkbar ist, einen höheren Diskontierungssatz für die langfristige Perspektive zu verwenden, der die erhöhte Unsicherheit widerspiegelt.

- *Verwendung der vom ENTSO-E und von der Europäischen Kommission angewandten Standard-Grundsätze und -Voraussetzungen für die Kosten-Nutzen-Analyse zum Bewerten von PCI.*

## **REFORMPRINZIP 2: EXPLIZITE BEHANDLUNG VON RISIKEN UND MÖGLICHKEITEN BEI INVESTITIONEN IN DER LANGEN FRIST**

In den nächsten 20 bis 30 Jahren wird sich das europäische Stromsystem komplett verändern. Die steigende Integration volatiler erneuerbarer Energien, die Digitalisierung und neue Technologien zur Automatisierung und Optimierung von Netzen wird das System, wie wir es bisher kennen, grundlegend beeinflussen. Neue Technologien und Prozesse bieten Chancen zur Verbesserung der Funktionalität des Stromnetzes, sie bergen aber gleichzeitig auch große Risiken für langfristige Investitionsentscheidungen, Stichwort ‚Stranded Assets‘. Der NEP sollte helfen, besser Investitionsentscheidungen zu treffen, indem er Unsicherheiten und ihre potenziellen Auswirkungen aufzeigt – hierzu gehören etwa neue Technologien, die bestehende Lösungen ersetzen könnten.

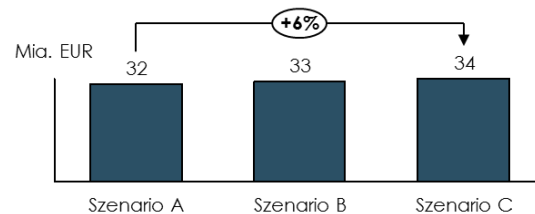
In diesem Kapitel wird aufgezeigt, dass der bestehende NEP-Prozess die erheblichen Unsicherheiten der Zukunft nicht ausreichend abbildet, und Unsicherheiten entsprechend unzureichend in den Entscheidungsprozessen berücksichtigt werden. Der NEP erfasst relevante Risiken in der mittleren Frist gar nicht und auch langfristige Entwicklungen nicht ausreichend (Abschnitt 2.1). Wir schlagen deshalb pragmatische Prinzipien für die Umsetzung der expliziten Risikobehandlung vor (Abschnitt 2.2)

### **2.1 LANGFRISTIGE UNSICHERHEITEN WERDEN IM NEP NICHT ABGEBILDET**

Der NEP arbeitet mit drei unterschiedlichen Zukunftsszenarien für das jeweilige Zieljahr (zuletzt 2030). Diese Szenarien sollen mögliche Unsicherheiten in der Entwicklung wichtiger Variablen einschließlich verfügbarer Technologien erfassen.

Allerdings ziehen diese Szenarien nur eine unrealistisch kleine Varianz von Ergebnissen in Betracht, da sie sich gemäß den gesetzlichen Vorgaben aus dem EnWG an den energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung orientieren und „wahrscheinliche Entwicklungen“ darstellen müssen. Tatsächlich beträgt der maximale Unterschied der geschätzten Netzausbaukosten bei den Szenarien für 2030 nur 6 Prozent oder 2 Milliarden Euro –32 Milliarden Euro im niedrigsten Szenario A und 34 Milliarden Euro im Szenario mit dem höchsten Wert (C). Diese geringe Abweichung weist darauf hin, dass Unsicherheiten und Risiken nur zu einem sehr geringen Grad berücksichtigt werden, siehe Abbildung 4.

**Abbildung 4**  
**Gesamtinvestitionen in die Netzinfrastruktur in den drei Szenarien des NEP 2030**



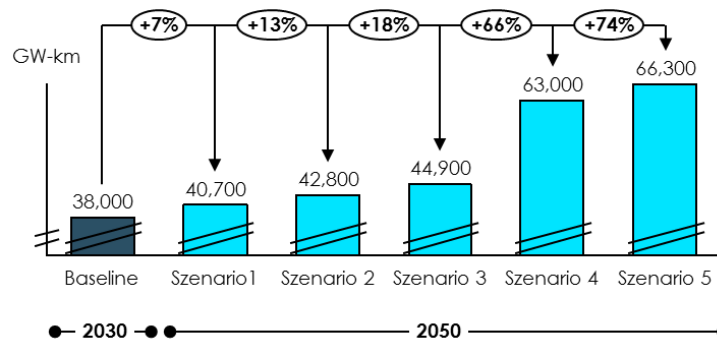
Quelle: 50hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW (2017) NEP 2030, Version 2017.

Dies steht im Gegensatz zu anderen Szenarioanalysen, welche deutliche Variationen in ihren Schlüsselvariablen aufweisen, auch im Jahr 2030. Das e-Highway Projekt der Europäischen Kommission beispielsweise arbeitet mit vier Szenarien für 2030, welche sich bezüglich der installierten Kapazität erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2030 um nahezu 50% unterscheiden.<sup>18</sup> Die Variation ist mit rund 20 Prozent für die drei 2030-Szenarien im Zehnjahresplan der ENTSO-E (ten year network development plan, TYNDP) durchaus erheblich.

Die Zeit nach 2030 und die langfristigen Implikationen von Netzprojekten bewertet der NEP tatsächlich nur unzureichend. Der Stand des Stromsystems und -netzes im Jahr 2050 beeinflusst jedoch bereits heute Investitionsentscheidungen, denn die Lebensdauer dieser Investitionen beträgt mindestens 40 Jahre. Folglich ist es wichtig, langfristige Treiber und Risiken, die sehr unterschiedliche Implikationen für die empfohlenen Netzinvestitionen haben können, zu verstehen. Europäische Szenarioanalysen für 2050 gehen davon aus, dass der Netzausbau von 2030 bis 2050 zwischen 7 und 74 Prozent ansteigen wird, je nachdem, wie sich die zugrundeliegenden Treiber entwickeln, siehe Abbildung 5.

<sup>18</sup> Relativ zum niedrigeren der beiden Werte. Das Szenario mit dem niedrigsten Wert, "constrained progress", geht von einer installierten EE-Kapazität von 128.000 MW aus, das Szenario mit dem höchsten Wert, "National Green Transition" von 188.000 MW.

**Abbildung 5**  
**Zusätzliche Netzinvestitionen für Deutschland in den fünf 2050-Szenarien des e-Highway Projektes im Vergleich zu 2030**



Anm.: beinhaltet internationale Verbindungen.

Quelle: Europäische Kommission (2015) e-Highway 2050. Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050, Datenset.

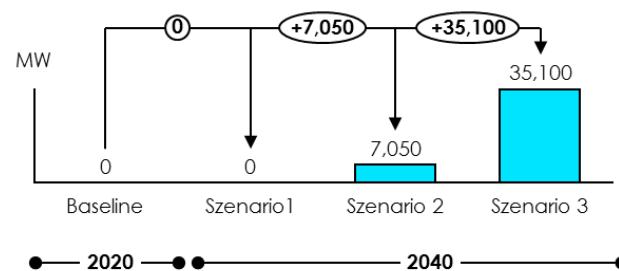
Das Fehlen einer langfristigen Perspektive kann zu zwei Arten von potenziell schwerwiegenden Investitionsrisiken für die Gesellschaft führen. *Erstens* besteht das Risiko, Investitionen zu bestätigen, die nicht hätten bestätigt werden sollen. Dies sind Investitionen, die in der langfristigen Perspektive *nicht vorteilhaft* für die Gesellschaft sind sondern nur in kurzfristiger Betrachtung vorteilhaft erscheinen, weil die Zukunft neue oder bessere Technologien bringt.<sup>19</sup> *Zweitens* besteht das Risiko, Investitionen *nicht* zu bestätigen, welche hätten bestätigt werden sollen. Dies sind Investitionen, die langfristig *vorteilhaft* für die Gesellschaft sind, weil sie einen Großteil ihres Nutzens in der Zukunft erbringen, aber *fälschlicherweise nicht vorteilhaft erscheinen*, weil sie nur in der kurzen Frist bewertet werden. Oder aber, weil sie aufgrund der Vielzahl zur Genehmigung stehender Projekte politisch und gesellschaftlich nicht auf Akzeptanz gestoßen sind.

Ein Zuviel an Bautätigkeit ist ein großes Risiko, denn die Investitionen in Verstärkung und Ausbau des Netzes sind beträchtlich. Die durchschnittlichen Investitionskosten bis 2030 wurden im letzten NEP auf 33 Milliarden Euro geschätzt. Zudem würde sich ein Bauen ohne Notwendigkeit negativ auf gesellschaftspolitische Faktoren wie Akzeptanz und Vertrauen in die Netzbetreiber und ihre Berechnungen auswirken. In der Zukunft könnten neue Technologien und Lösungen den sozio-ökonomischen Nutzen von Investitionen reduzieren, wenn der Bedarf für die Übertragung von Strom geringer ausfällt als heute erwartet. Beispielsweise kann die erwartete Kommerzialisierung von Stromspeichern den Netzbedarf beeinflussen, ist aber gleichzeitig mit einem erheblichen Risiko

<sup>19</sup> Diesem Risiko wird zu einem gewissen Grad entgegengewirkt, a) auf EU-Ebene durch die Praxis, bei Investitionsprojekten nur eine Lebensdauer von 20-25 Jahren zu berücksichtigen, und dabei de facto allen Jahren danach einen Nutzen von Null zuzuschreiben, und b) in Deutschland, durch das Prinzip der 'unzulässigen Vorratsplanung'.

verbunden. Schätzungen der gemeinsamen Europäischen Zehnjahresplan-Szenarien zeigen diese große Unsicherheit auf. Verschiedene Szenarien arbeiten mit einer Bandbreite von Null (0) GW Speicherkapazität bis 35 GW Speicherkapazität in Deutschland in 2040, siehe Abbildung 6. Der NEP hingegen geht nur von einer sehr geringen Bandbreite der installierten Batteriespeicherkapazitäten in 2030 zwischen 3 und 6 GW aus.

**Abbildung 6**  
**Speicher in Deutschland in den drei 2040-Szenarien des TYNDP im Vergleich zu 2020**



Quelle: ENTSO-E (2017) Completing the map. The Ten-Year Network Development Plan. 2018 System Needs Analysis, Hintergrunddaten.

Das Risiko, zu viele neue Leitungen zu bauen ist dann besonders groß, wenn zwei Bedingungen gegeben sind: Erstens, wenn der Kapitalwert stark vom Nutzen viele Jahrzehnte in der Zukunft abhängt oder wenn andere Technologien weniger kostenintensiv sein könnten. oder gesellschaftliche Gegebenheiten, die den Investitionsbedarf ausgelöst haben, verschwunden sind oder sich gar nicht erst ergeben haben. Zweitens, wenn alternative Technologien, die ein Problem lösen können, mit hoher Wahrscheinlichkeit und in nicht allzu ferner Zukunft machbar sind. Momentan entwickeln sich diese technologischen Lösungen mehr und mehr in die Richtung realistischer Alternativen zu kurzfristigen Ausgleichsproblemen als zu langfristigeren Perioden von Erzeugungsknappheit in größeren Gebieten.<sup>20</sup>

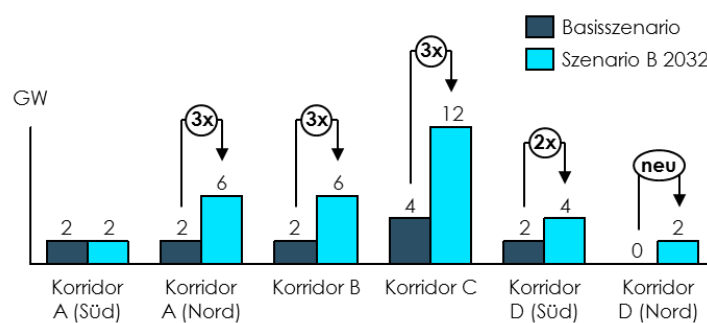
Das Risiko, nicht genug neue Leitungen zu bauen, kann sich ebenfalls als teuer für die Gesellschaft erweisen. Erstens kann es zu viel Redispatch und Einspeisemanagement führen, und die Integration erneuerbarer Energien verlangsamen. *Zweitens* ist es nicht wirtschaftlich, in den Ausbau von kleineren Leitungen statt in größere HGÜ-Verbindungen zu investieren, wenn die HGÜ-Verbindungen auf lange Sicht dennoch notwendig sind und die kleineren Verbindungen damit überflüssig werden. *Drittens* kann es oft teurer sein, eine Leitung auszubauen, die ursprünglich für eine geringere

<sup>20</sup> Siehe beispielsweise Energinet (2017). Wärmepumpen sind eine recht reife Technologie, wenn es darum geht, Flexibilität über kurze Perioden zu liefern; strukturelle Probleme jedoch wie eine Woche mit niedriger Winderzeugung oder grundsätzliche Erzeugungsdefizite in bestimmten Regionen können Wärmepumpen nicht lösen.

Kapazität ausgelegt wurde, als eine Leitung, die beim Bau bereits so gestaltet wurde, dass die Option des späteren Ausbaus explizit besteht.

Als Beispiel kann ein erhöhter Anteil erneuerbarer Energien im System dienen. In einer Analyse im Jahr 2012 kamen die vier ÜNB zu der Einschätzung, dass die meisten geplanten HGÜ-Korridore entweder mit doppelter oder sogar mit dreifacher Kapazität gebaut werden müssten, sollte der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2032 67 Prozent statt 59 Prozent betragen, siehe Abbildung 7. In absoluten Zahlen bedeutet dies, dass die geplante Übertragungskapazität von 12 auf 32 GW steigen müsste. Dies zeigt deutlich, dass der Investitionsbedarf stark von der Menge volatiler erneuerbarer Energien abhängt, und dass es sinnvoll und zielführend ist, verschiedene Risikoszenarien bei der Netzplanung zu betrachten.

**Abbildung 7**  
**Benötigte Kapazität deutscher HGÜ-Korridore**



Quelle: 50hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW (2012) NEP 2022.

Das Risiko, nicht genug neue Leitungen zu bauen, ist dann besonders groß, wenn drei Bedingungen gegeben sind: *Erstens*, wenn das Planen und Bauen umfangreicherer Projekte heute oder in der nahen Zukunft zu signifikanten Größen- und Verbundvorteilen führt. *Zweitens*, wenn die Wahrscheinlichkeit, dass diese umfangreicheren Projekte notwendig werden, relativ hoch ist. *Drittens*, wenn die Kosten für ein Projekt vermeidbar oder rückgewinnbar sind, sollte das Projekt doch nicht benötigt werden.

Was genau die Zukunft bringen wird, wissen wir heute noch nicht. Die Entwicklungen in den Bereichen Technologie, Politik und gesellschaftliche Präferenzen, um nur ein paar zu nennen, können nicht vorhergesagt werden, werden aber wesentlichen Einfluss darauf haben, ob eine Investitionsentscheidung sich als sinnvoll erweist oder nicht. Deshalb empfehlen wir, dass der NEP einen stärker risikobasierten Ansatz zur Bewertung von Projekten benutzt. Daraus leitet sich folgende Empfehlung ab:

**Empfehlung 2**

Es sollten illustrative Langfristszenarien durchgeführt werden, die Risiken und Chancen und deren Effekt auf den Investitionsbedarf aufzeigen.

Das Risiko **zu viel** oder **zu wenig** zu investieren kann anhand der folgenden drei relativen Parameter abgeschätzt werden:

- Der Nutzen des Projektes konzentriert sich auf die **frühen/späten** Jahre in der Kapitalwertberechnung
- **Hohe/geringe** Wahrscheinlichkeit, dass sich wirtschaftlich tragfähige Technologien innerhalb der Lebensdauer des Projektes als Alternativen ergeben
- **Begrenztes/erhebliches** Potenzial, Kosten zu vermeiden oder zurückzugewinnen, sollte der Bedarf für das Projekt in der Periode zwischen Bestätigung im NEP und des tatsächlichen Baues verschwinden

**2.2 RICHTLINIEN FÜR DIE PRAKTISCHE UMSETZUNG**

Basierend auf den obengenannten Empfehlungen, schlagen wir die folgenden Richtlinien für die praktische Umsetzung vor, die einen *stärker risikobasierten Ansatz für Investitionen* im NEP bedeuten:

1. Erstellung eines Plans zur Erreichung der langfristigen politischen Ziele hinter der Energiewende<sup>21</sup>
2. Testen der Kapitalwertberechnungen auf ihre Robustheit basierend auf bestimmten Risikoindikatoren
3. Eine vollständigere Sensitivitätsanalyse für größere Investitionen

**2.2.1 Erstellung eines Plans zur Erreichung der langfristigen politischen Ziele hinter der Energiewende**

Es ist offensichtlich, dass das Energiesystem einen umfangreichen Wandel erfahren muss, um die Energiewende und das Ziel von mindestens 80 Prozent erneuerbarer Energien in der Erzeugung im Jahr 2050 (oder auch früher) zu erreichen. Ohne technologischen Fortschritt bedeutet dieser Wandel auch einen massiven Netzausbaubedarf – heute und in Zukunft. Um die Risiken von Investitionen ins Netz verstehen und beurteilen zu können, ist es wichtig, mögliche langfristige, mit den politischen Zielen konsistente Pfade darzustellen. Eine derartige Darstellung kann darüber hinaus genutzt werden, um den Nutzen technologischer Innovationen zu beurteilen, beispielsweise den spezieller Forschung, von Entwicklungsprogrammen oder Innovations- oder Pilotprojekten. In diesem Zusammenhang bedarf es auch besserer Anreize für die ÜNB und Verteilnetzbetreiber (VNB) dahingehend, Entwicklungen und Implementierungen neuer Lösungen, die Netzinvestitionen kosteneffizient ersetzen können, und voranzutreiben.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> Bei der Erstellung eines solchen Plans sollte die BNetzA eine tragende Rolle spielen.

<sup>22</sup> Um das Fortschreiten neuer Lösungen, die dem Netz zu mehr Flexibilität verhelfen, zu ermöglichen, müssen sich auch die Anreizstrukturen für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, ÜNB und VNB, verändern. Dies ist vor allem

Konkret schlagen wir vor, mindestens zwei Langfristszenarien zu modellieren, die mit den politischen Zielen der Energiewende übereinstimmen. Digitalisierung und technologischer Fortschritt erschweren es, den langfristigen Netzbedarf vorauszusagen; *demand side management* (DSM) und die Kommerzialisierung größerer Speicher beispielsweise können den Netzausbaubedarf dämpfen. Dies gilt auch für die Optimierung und Automatisierung der Systemführung, die allerdings mit heutigem Stand noch nicht flächendeckend einsetzbar ist. Dennoch ist es wichtig, verschiedene mit der Politik konsistente Pfade bis 2050 abzubilden, zum Beispiel in einem Szenario mit langsamerem und einem mit schnellerem technologischen Fortschritt.

### **2.2.2 Testen der Kapitalwertberechnungen auf ihre Robustheit basierend auf bestimmten Risikoindikatoren**

Wir schlagen vor, die Kapitalwertberechnungen für jedes Projekt, wie in Kapitel 2 beschrieben, mit einem Robustheitstest zu erweitern. Dieser Robustheitstest beruht auf bestimmten Risikoindikatoren, welche wiederum die Parameter aus der Empfehlung 2 widerspiegeln. Die Risikoindikatoren helfen dabei Risiken, mit denen ein bestimmtes Projekt behaftet ist, besser zu verstehen. Dazu gehört auch das Verständnis für Art und Treiber des Risikos. Ein Projekt zur Netzverstärkung einer Übertragungsleitung hin zu Verbrauchern, die in der Zukunft wahrscheinlich einen flexibleren Verbrauch aufweisen, weist beispielsweise ein anderes Risiko auf als ein Projekt, das den strukturellen Stromfluss von neuen Erzeugungsanlagen hin zu Verbrauchern ermöglicht.

Um ein Verständnis für derartige Risiken zu schaffen, schlagen wir vor, für jedes Projekt bestimmte Risikoindikatoren einzuführen, beispielsweise:

*Indikator 1: Kurz- bis mittelfristiges Risiko.* Was ist die erwartete Tragfähigkeit eines Projektes in der kurzen bis mittleren Frist? Der NEP sollte mehr Szenarien mit mehr Varianz in den Annahmen beinhalten. Für jedes Szenario (jede Variation) kann dann berechnet oder geschätzt werden, wie viele Engpässe ein bestimmtes Projekt behebt. Der Indikator kann dann so konstruiert werden, dass er

---

für VNB in einer Reihe von Ländern bereits der Fall. Die Tarifstruktur verlagert sich dahingehend, dass statt dem tatsächlich gelieferten Strom nun der zur Verfügung gestellten Kapazität mehr Bedeutung beigemessen wird. Der Kernpunkt hierbei ist, dass Verbraucher zunehmend auch als Erzeuger agieren und das Netz nutzen, um ihre eigene Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten (European Commission (2017) Study on Residential Prosumers in the European Energy Union, oder CEER (2015) The Future Role of DSOs). In Zeiten, wo die Stromerzeugung zunehmend aus diskontinuierlichen Quellen kommt, wird Flexibilität seitens Verbrauchern und Dritten für ÜNB und VNB wertvoller. Trotzdem ist diese Option in Deutschland und anderen Ländern oftmals wenig attraktiv aus der Perspektive der ÜNB und VNB, weil die Regulierung typischerweise dazu tendiert, diejenigen Lösungen zu bevorzugen, welche die physischen *regulatory asset base* (RAB) erhöht – so wie traditionelle Netzinvestitionen (Smart Grid Task Force (2015) Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility; CEER (2015) The Future Role of DSOs). Im Vergleich dazu wird das Zukaufen von Flexibilität oft nur als zusätzlicher Kostenpunkt gesehen, der den Verbrauchern nichts bringt, selbst wenn genau dies den Bedarf für Netzinvestitionen senken würde. Deshalb empfehlen wir eine Anreizstruktur für ÜNB und VNB, die Technologien neutraler gegenübersteht.

den Anteil an Szenarien wiedergibt, in denen das jeweilige Projekt einen positiven Kapitalwert hat, oder dass er den durchschnittlichen (erwarteten) Kapitalwert aller Szenarien zeigt.<sup>23</sup>

*Indikator 2: Langfristiges Risiko.* Sind manche Projekte mehr oder weniger anfällig für Risiken in der langen Frist? Die Kapitalwertberechnungen jedes Projektes sollten gegen Langfristszenarien getestet werden. Die Entwicklung von Demand Side Management (DSM)-Lösungen können auf manche Projekte stärkeren Einfluss haben als auf andere – und es ist wichtig, diese Risiken hervorzuheben. Ein praktischer Ansatz hierfür wäre es, mit *Technology Road Maps* zu arbeiten, die technologische Verbesserungen abbilden, vor allem diejenigen, die bei der Beibehaltung des Gleichgewichts im Netz helfen können. Ungleichgewichte können lokal und temporär sein, sich beispielsweise auf eine Stunde oder einen Tag erstrecken – oder mit strukturellen Erzeugungsüberschüssen und -defiziten verbunden sein. Road Maps zeigen die Reife und Skalierbarkeit von relevanten Technologien im Laufe der Zeit auf, ebenso wie Strategien, die beschlossen wurden, um neue Lösungen voranzutreiben. Diese Informationen können bei der Netzplanung beachtet und benutzt werden.<sup>24</sup>

Vorgeschlagen wird nicht, eine vollständige Projektliste für das Jahr 2050 zu erstellen, sondern die mittelfristige Projektliste mit Blick auf verschiedene Annahmen bis 2050 zu betrachten. Konkret könnte man dies tun, indem man die geschätzte Anzahl von Engpässen in der Kapitalwertberechnung für 2050 aufnimmt, und zwischen 2050 und 2030 linear interpoliert.

*Indikator 3: Projektspezifische Risiken.* Es sind verschiedene Gründe denkbar, warum ein bestimmtes Projekt als wichtig eingestuft wird. Manche Projekte können beispielsweise einen strukturellen Bedarf nach einem internen Übertragungskorridor erfüllen, während andere Projekte lokale Engpässe lösen, die zum Beispiel an den genauen Standort eines neuen Datacenters gebunden sind. Um das Investitionsrisiko für die Gesellschaft zu verstehen, müssen diese zugrundeliegenden Treiber identifiziert und aufgeführt werden.

Diese Risiken können zum Beispiel dadurch beurteilt werden, dass gegebene Szenarien auf verschiedene Sensitivitäten getestet werden. Denkbare Parameter könnten dabei sein:

- ob der Anstieg in erneuerbaren Energien bis 2030 hauptsächlich auf den Ausbau von Wind oder Solarkraft zurückzuführen ist
- wo neue Erzeugung geographisch platziert wird.
- wie viele Datacenter entstehen und wo.
- der Bau neuer (oder größerer) HGÜ-Korridore.

<sup>23</sup> Andere Konzepte für die 'Entscheidungsfindung unter Risiken' können ebenso Anwendung finden, beispielsweise der Maximin-Ansatz oder der Minimax-regret-Ansatz.

<sup>24</sup> Für einen Überblick, siehe beispielsweise IEA(2014), *Technology Roadmap, Energy Storage*. Der dänische ÜNB benutzt solche Road Maps bei der Netzplanung, siehe beispielsweise Energinet (2017) *Energinets analyseforudsætninger*, und hat vor kurzem seine eigene Beurteilung von Technologien veröffentlicht, siehe Energinet (2017), *Technology Data for Energy Plants*.

Mit diesen Indikatoren können die ÜNB sowohl den erwarteten Kapitalwert im „Basisszenario“ beurteilen, als auch die Robustheit des Kapitalwerts in verschiedenen Risikoszenarien. Die folgende Illustration verdeutlicht, wie man die Kapitalwertberechnung ausdehnen kann, um einen Robustheitstest durchzuführen.

### Box 3 Der Robustheitstest am Beispiel des Projektes P113

Von unserer Kosten-Nutzen-Analyse in Kapitel 1 haben wir gelernt, dass das Projekt P113 3.234 Engpässe behebt, was einem (vereinfachten) Wert von 259 Millionen Euro entspricht, während die Implementierungskosten (basierend auf Standardkosten) grob auf 265 Millionen Euro geschätzt werden. Daraus ergibt sich ein Kapitalwert von -6 Millionen Euro. Allerdings spiegelt dieser Kapitalwert lediglich das Basisszenario, Szenario B des NEP, wider. Der Robustheitstest offenbart in welchem Maße sich der Kapitalwert unter verschiedenen Annahmen ändert.

Um eine einfache Bewertung von Risiken in der kurzen und mittleren Frist durchzuführen, schlagen wir eine erneute Berechnung des Kapitalwerts basierend auf verschiedenen Anzahlen an Engpässen vor. Dies sollte mindestens auf Basis der Anzahl der Engpässe in den Szenarien C und A geschehen. Das ist eine simple und transparente Kalkulation, die lediglich auf der Änderung einer einzelnen Zahl – der Anzahl der Engpässe - beruht. Diese Zahl bleibt fortlaufend konstant über die Jahre hinweg (wie auch im Standardszenario), siehe Tabelle.

| Szenario          | Anzahl von Engpässen |       |       |     | Kapitalwert<br>[Mio. EUR] |
|-------------------|----------------------|-------|-------|-----|---------------------------|
|                   | 2030                 | 2031  | 2032  | ... |                           |
| Basisszenario (B) | 3,234                | 3,234 | 3,234 | ... | - 6                       |
| Szenario C        | 3,557                | 3,557 | 3,557 | ... | + 20                      |
| Szenario A        | 2,991                | 2,991 | 2,991 | ... | - 15                      |
| Neues Szenario    | 4,000                | 4,000 | 4,000 | ... | + 65                      |

Die kurz- und mittelfristige Risikobewertung kann auch mehrere Sensitivitäten beinhalten, beispielsweise verschiedene Annahmen für Schlüsselvariablen (z.B. Speicher, Technologie, Anteil erneuerbarer Energien), oder verschiedene Implementierungskosten. Falls die standardisierte Metrik für den Kapitalwert pro behobenen Engpass eine zu starke Vereinfachung bedeutet, können andere (anspruchsvollere) Werte für einen behobenen Engpass berechnet und als weitere Sensitivitäten benutzt werden.

Um eine einfache Bewertung von Risiken auf lange Frist durchzuführen schlagen wir transparente Szenarien für das Jahr 2050 vor, auf Basis derer wir modellieren können, wie viele Engpässe das Projekt beheben wird. Basierend auf dieser Anzahl von Engpässen im Jahr 2050 können wir die Anzahl der Engpässe für die Jahre bis 2030 mittels linearer Projektionen rückblickend schätzen, siehe Tabelle.

| Szenario        | Anzahl von Engpässen |                      |     |       |
|-----------------|----------------------|----------------------|-----|-------|
|                 | 2030                 | ...                  | ... | 2050  |
| LF Szenario I   | 3,234                | ...                  | ... | 4,000 |
| LF Szenario II  | 3,234                | Lineare Projektionen |     | 5,000 |
| LF Szenario III | 3,234                | ...                  | ... | 8,000 |

Wir schlagen vor, mit mindestens zwei bis drei langfristigen Szenarien zu arbeiten. Die langfristige Risikobewertung kann auch weitere sinnvolle Szenarien beinhalten. Solche Szenarien können beispielsweise auf verschiedenen Ausgangswerten bezüglich der Engpässe im Jahr 2030 beruhen (z.B. die Werte der Szenarien C und A statt die des Szenarios B).

Anm.: Illustrative Zahlen.

Quelle: Copenhagen Economics

Mit diesen Kapitalwertberechnungen kann der NEP wie beschrieben eine Beurteilung der Robustheit basierend auf drei Hauptindikatoren (kurz- bis mittelfristiges Risiko, langfristiges Risiko, projektspezifische Risiken) abgeben. Dafür ist eine übersichtliche Darstellung der drei Indikatoren hilfreich, wie in Tabelle 1 für Projekt P113.

**Tabelle 1**  
**Hauptindikatoren für Robustheit**

| Projekt | Kapitalwert<br>[Mio. EUR] | Kurz- bis mittelfristiges Risiko |        |                                         | Langfristiges Risiko                                                               | Spezifisches Risiko                       |
|---------|---------------------------|----------------------------------|--------|-----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
|         |                           | Ø Kapitalwert (KW)               | KW > 0 | Hohes/niedriges Aufwärts-/Abwärtsrisiko | Allgemeiner Indikator                                                              | Abhängig von projektspezifischen Annahmen |
| P113    | -6                        | 23 Mio. EUR                      | 2 / 3  | Abwärtsrisiko: - 15 Mio. Eur            |  | Ja: abhängig vom Mix Wind/Solar           |

Anm: Illustrative Zahlen und Inhalte aus Box 2.  
Quelle: Copenhagen Economics

Je nach Robustheit in der kurzen bis mittleren Frist, langen Frist, und gegen spezifische Annahmen, werden Projekte in verschiedene Risiko-Kategorien eingeteilt (zum Beispiel die drei Kategorien ‚niedrig‘, ‚mittel‘ und ‚hoch‘). In welcher Risiko-Kategorie ein Projekt landet, ist wichtig für das weitere Verfahren, siehe Kapitel 3.

### 2.2.3 Vollständige Sensitivitätsanalyse für größere Investitionen

Für die größten Investitionen wie zum Beispiel HGÜ-Projekte schlagen wir vor, dass eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse durch eine vollständige Sensitivitätsanalyse für Schlüsselparameter erweitert wird. Es sollte selbstverständlich immer eine Balance zwischen dem Informationsgehalt und den damit verbundenen Kosten bestehen. Im Fall größerer Investitionen ist eine Sensitivitätsanalyse jedoch mit großer Wahrscheinlichkeit von Nutzen, um *Stranded Assets* zu vermeiden, und um aufzuzeigen, in welchem Umfang eine hohe Investition von spezifischen Risiken abhängt.

Die Liste von Sensitivitäten, die betrachtet werden sollten, kann projektspezifisch sein und sich über die Zeit auch verändern. Vorschläge für potenzielle Sensitivitäten sind folgende:

- Anteil, Mix und Standorte erneuerbarer Energien
- Ausmaß von flexibler Nachfrage (privat und Industrie) und verfügbaren Speichersystemen
- Innovative Netzlösungen wie z.B. automatisierte Systeme
- Ausbau erneuerbarer Energien / ‚Green transition‘ in Nachbarstaaten
- Der Europäische Binnenmarkt für Strom

Als Inspiration für weitere sinnvolle Sensitivitäten kann der Robustheitstest der geplanten British-Dänischen Unterseeverbindung „Viking Link“ dienen, siehe Box. Der Robustheitstest kam zu dem

Ergebnis, dass der *Viking Link* mit einer Wahrscheinlichkeit von 88 Prozent einen positiven Kapitalwert haben wird.

#### **Box 4 Beispiel: Die Sensitivitätsanalyse für den *Viking Link***

Der Viking Link ist eine geplante See-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindung zwischen Großbritannien und Westdänemark. Die Baumaßnahmen sollen 2018 beginnen und die Fertigstellung wird in 2022 erwartet. Der Viking Link ist eine Kooperation zwischen einem britischen ÜNB, National Grid, und dem dänischen ÜNB, Energinet. Die beiden Unternehmen haben die Verbindung einem ausführlichen Prüfverfahren hinsichtlich ihrer Robustheit unterzogen. Der Geschäftsplan des Projekts wurde gemäß einer **Reihe von Sensitivitäten** getestet:

- Eine Abwertung des englischen Carbon Support Scheme im Jahr 2020
- Eine Verlängerung des englischen Carbon Support Scheme über 2030 hinaus
- Ein verändertes englisches Produktportfolio basierend auf National Grids Szenarien für 2030
- Weniger Netzinvestitionen in Deutschland bis zum Jahr 2030
- Keinerlei Netzbegrenzungen zwischen Westdänemark und Deutschland im Jahr 2030
- Nachfrageänderungen
- Änderungen des Kraftstoffpreises im Jahr 2030
- Eine neue Verbindung zwischen England und Deutschland
- Extreme Marktpreise, inklusive negative Preise
- Steigende Baukosten
- Eine verspätete Inbetriebnahme
- Längere Ausfallzeiten des Viking Link
- Eine veränderte Diskontierungsrate
- Eine verkürzte Lebenszeit des Viking Link

Basierend auf der Wahrscheinlichkeit dieser Sensitivitäten sowie ihrem Einfluss auf den Kapitalwert des Projekts kam eine **Monte-Carlo-Simulation** zu dem Resultat, **dass der Viking Link mit einer Wahrscheinlichkeit von 88% gewinnbringend sein wird (Kapitalwert > 0).**

Quelle: Energinet (2017) Viking link og 400 kV luftledning – Business case med færre fortroligholde oplysninger.  
Link: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Business-cases/Business-Case-Vestkystforbindelsen-og-Viking>

## **REFORMPRINZIP 3: FLEXIBLERE HERANGEHENSWEISE AN DIE NETZPLANUNG**

Bei Investitionen in das Stromnetz handelt es sich in der Regel um hohe Investitionen, die sich erst in einer fernen und unsicheren Zukunft rechnen. In Kapitel 2 haben wir betont, dass die Treiber von Investitionen stark variieren können. Das bedeutet auch, dass der wirtschaftliche Nutzen von einzelnen Projekten in einem relativ breiten Spektrum möglicher Ergebnisse liegen kann. Manche Projekte weisen einen hohen wirtschaftlichen Nettonutzen unter realistischen Annahmen auf, während bei anderen Projekten der Nutzen nur unter bestimmten Bedingungen, also in einer kleinen Teilmenge des Spektrums an möglichen Ergebnissen, positiv ausfällt.

In diesem Kapitel wird dargestellt, dass das heutige Auswahl- und Bestätigungsverfahren im NEP nicht ausreichend flexibel ist, um diese Unterschiede zu berücksichtigen (Abschnitt 3.1). Außerdem verlangt, der NEP unverhältnismäßig streng und starr eine umfangreiche und zeitintensive Berechnung jedes einzelnen Projektes jedes zweite Jahr – selbst, wenn die zugrundeliegenden Treiber und Risiken dies nur deutlich seltener notwendig machen (Abschnitt 3.2). Empfohlen wird darum, das formelle NEP-Verfahren in einem Zyklus von vier statt wie heute zwei Jahre durchzuführen. In der Zwischenzeit sollte ein ‚rollendes Monitoring‘ durchgeführt werden, das eine Bestätigung von Projekten (Abschnitt 3.3) durch die Regulierungsbehörde ermöglicht. So kann der NEP einen wertvollen Beitrag zur allgemeinen politischen Diskussion leisten, wie man die Energiewende so günstig wie möglich gestalten kann. Abschließend wird noch erläutert, wie man einen möglichst reibungslosen Übergang vom NEP in seiner jetzigen Form zu einem neuen NEP 2.0 erreichen kann, der den Empfehlungen dieser Studie folgt. (Abschnitt 3.5).

### **3.1 PROJEKTAUSWAHL- UND BESTÄTIGUNGSVERFAHREN SIND ZU STARR**

Heute wird ein Projekt dann auf der Projektliste des NEP aufgenommen und für die Bestätigung durch die Regulierungsbehörde vorgeschlagen, wenn es das Kriterium erfüllt, eine bestimmte Anzahl von Engpässen zu beheben. Das bedeutet, dass die Regulierungsbehörde eine Liste mit Projekten erhält, die potenziell sehr unterschiedlichen gesellschaftlichen Nutzen und sehr unterschiedliche Risikoprofile haben. Auf dieser Basis muss die Regulierungsbehörde eine grundlegende Entscheidung treffen: ein Projekt bestätigen oder (vorerst) nicht bestätigen. Wird ein Projekt bestätigt, sind die ÜNB gesetzlich verpflichtet, es auch umzusetzen.

Dieses Vorgehen ist sehr starr und kann zu ungewollten Ergebnissen führen. Ein denkbares Problem: Stellt sich das Szenario, auf dessen Grundlage ein Projekt bestätigt worden ist, als falsch heraus, sind

die ÜNB dennoch gesetzlich verpflichtet, dieses Projekt zu bauen. Vorgeschlagen wird stattdessen, dass die von den ÜNB im NEP gelisteten Projekte entsprechend ihrer Risikobewertung in zwei verschiedene Kategorien bezüglich der Bestätigung eingeteilt werden. Dies wird der Regulierungsbehörde die Entscheidung über eine Bestätigung oder eine vorläufige Nicht-Bestätigung leichter machen. Empfohlene Projekte können direkt und schnell bestätigt werden. Darüber hinaus wird ein Rahmen geschaffen, innerhalb dessen die anderen Projekte, die von einigen Schlüsselentwicklungen oder -risiken abhängig sind, später bestätigt werden können, sollten die Risiken nicht eintreten.

### **Empfehlung 3.a**

Für die Projektlisten sollten verschiedene Kategorien eingeführt werden, die klar aufzeigen, dass manche Entscheidungen erst zu einem späteren Zeitpunkt mit einem Plus an Informationen getroffen werden sollten.

Wenn die Entscheidung für ein Projekt fällt, sollte die Umsetzung rasch erfolgen. Dafür bedarf es der Bereitschaft von Behörden sowohl auf Bundes- als auch auf lokaler Ebene. Um diese Bereitschaft sicherzustellen, wird empfohlen, nur Projekte mit einem hohen und robusten gesellschaftlichen Nutzen für die Bestätigung zu empfehlen; diese müssen nur einmal bestätigt und in den folgenden NEP nicht ein weiteres Mal getestet werden, wie dies heute der Fall ist. Hebt man den *no-regret*-Charakter dieser direkt zur Bestätigung empfohlenen Projekte hervor, wird dies deren öffentliche Akzeptanz steigern, und die nachfolgende Umsetzung vereinfachen. Projekte, deren gesellschaftlicher Nutzen weniger robust ist, sollten nicht direkt für eine Bestätigung empfohlen werden, sondern stattdessen jährlichen Prüfungen unterzogen werden.

## **3.2 ZWEI-JAHRES-ZYKLUS KANN ZU INEFFIZIENTEN ERGEBNISSEN FÜHREN**

Derzeit wird der NEP in einem Turnus von zwei Jahren erstellt. Jeder NEP bedeutet einen erheblichen Aufwand, der in einem relativ kurzen Zeitraum erbracht werden muss. Besonders aufwändig ist die Erstellung konsistenter Szenarien, die Marktmodellierung und das Erstellen detaillierter Netzmodelle, sowie die Durchführung der öffentlichen Konsultation. Die Analyse zeigt, dass die Kosten durch diesen relativ kurzen Zyklus für ein so umfangreiches Verfahren den Nutzen möglicherweise übersteigen. Beispielsweise betrachten zwei nacheinander folgende NEP typischerweise das gleich Basisjahr für die Szenarien, was bedeutet, dass ein erheblicher Aufwand betrieben wird, um den gesamten NEP neu zu erstellen, obwohl die meisten Annahmen und Variablen mit hoher Wahrscheinlichkeit gleich geblieben sind. Die Anstrengungen sollten stattdessen darauf verwendet werden, wertvollere Informationen zu beschaffen, die helfen, bessere Investitionsentscheidungen zu treffen – beispielsweise die vorgeschlagenen Kapitalwertberechnungen und die Risikobeurteilung/der Robustheitstest. Dies würde auch

verhindern, dass der Wert bereits bestätigter Projekte nach kurzen Zeitintervallen in nächsten NEP erneut beurteilt werden muss, wie dies momentane Praxis ist.

Gleichzeitig muss der Prozess der Entscheidungsfindung flexibel gehalten werden, sodass Investitionen bestätigt werden können, ohne auf einen bestimmten Entscheidungspunkt mehrere Jahre in der Zukunft warten zu müssen. Wir empfehlen deshalb, dass der Zyklus des formalen NEP auf 4 Jahre ausgeweitet wird; das stellt sicher, dass ausreichende Anstrengungen unternommen werden können, um hochwertige Investitionsentscheidungen treffen zu können. Der formale NEP sollte zusätzlich durch eine Prüfung der Projekte, die nahe der Bestätigung sind, alle ein bis zwei Jahre ergänzt werden.<sup>25</sup>

#### **Empfehlung 3.b**

Der Zwei-Jahres-Zyklus des NEP sollte ersetzt werden durch einen Vier-Jahres-Zyklus plus einer Prüfung der Projekte nahe der Bestätigung jedes oder jedes zweite Jahr.

### **3.3 RICHTLINIEN FÜR DIE PRAKTISCHE UMSETZUNG**

Um einen NEP alle vier Jahre und eine zusätzliche Prüfung von Projekten nahe der Bestätigung alle ein bis zwei Jahre praktisch umzusetzen, schlagen wir folgendes vor:

1. Eine Einteilung der empfohlenen Projekte in verschiedene Risikokategorien
2. Eine Prüfung und Bestätigung von Projekten auf der ‚Monitoring-Liste‘ jedes oder jedes zweite Jahr

#### **3.3.1 Einteilung der empfohlenen Projekte in verschiedene Risikokategorien**

Heute bilden alle Projekte im NEP eine große Gruppe mit relativ wenig Informationen, die das nachfolgende Bestätigungsverfahren unterstützen könnte. Wir schlagen vor, folgende Kategorien einzuführen:

1. *Liste zur Bestätigung.* Die *no-regret*-Projekte werden von den ÜNB nachdrücklich empfohlen und zur unmittelbaren Bestätigung eingereicht. Sobald sie bestätigt sind, sollten sie von den Behörden auf Bundes- und kommunaler Ebene volle Unterstützung erhalten, und nicht erneut im folgenden NEP getestet werden müssen.
2. *Monitoring-Liste.* Die übrigen Projekte kommen in eine Monitoring-Liste und können wie folgt unterteilt werden:

---

<sup>25</sup> Die Übereinstimmung mit EU-Richtlinien sollte überprüft werden.

- A. *Nahe der Bestätigung*: Diese Projekte werden als sehr wahrscheinlich erachtet, hängen jedoch davon ab, ob bestimmte Risiken eintreffen. Die Regulierungsbehörde kann diesen Projekten unter bestimmten Bedingungen eine vorläufige Bestätigung erteilen, sodass sie reibungslos zwischen zwei NEP bestätigt werden könnten, sollten die Risiken nicht eintreffen.
- B. *Wahrscheinliche Projekte für die Zukunft*: Diese Projekte werden wahrscheinlich notwendig werden, allerdings müssen bestimmte Entwicklungen gegeben sein, bevor sie bestätigt werden sollten. Diese Projekte können ebenfalls zwischen zwei NEP bestätigt werden, doch nur, wenn die Entwicklungen deutlich anders ausfallen als erwartet.
- C. *Mögliche Projekte für die Zukunft*: Diese Projekte werden nur unter besonderen, eher unwahrscheinlichen Bedingungen in der kurzen bis mittleren Frist notwendig werden. Sie müssen nicht jährlich geprüft werden, sondern nur, wenn sich diese besonderen Bedingungen ergeben und sich damit der *Business Case* des Projektes verbessert.

### **3.3.2 Prüfung und Bestätigung von Projekten auf der ‚Monitoring-Liste‘ jedes oder jedes zweite Jahr**

Die Verlängerung des umfassenden NEP-Verfahrens sollte durch eine weniger tiefgehende Projektprüfung jedes oder jedes zweite Jahr ergänzt werden. Während dieser Prüfung unternehmen die ÜNB eine Bestandsaufnahme derjenigen Schlüsselvariablen und -parameter, die die Tragfähigkeit der Netzprojekte beeinflussen. Auf der Basis dieser Bestandsaufnahme werden Projekte auf der Monitoring-Liste neu beurteilt, um festzustellen, ob wichtige Risiken mehr oder weniger wahrscheinlich geworden sind. Macht die langsame Entwicklung alternativer Lösungen (z.B. Speicher) ambitionierteren Netzausbau wahrscheinlicher, dann können die entsprechenden Projekte durch ein beschleunigtes Verfahren zur Bestätigung eingereicht werden. Die Bestandsaufnahme könnte gegebenenfalls nur für die Projekte der Kategorie A, ‚nahe der Bestätigung‘, durchgeführt werden.

In der Praxis kann die Bestandsaufnahme eine relativ simple Abbildung der erwarteten Entwicklungen projektspezifischer Variablen sein, die es ÜNB ermöglicht, zu beurteilen, ob manche Szenarien nun wahrscheinlicher sind als andere. Zusätzlich zu den projektspezifischen Risiken, welche in Kapitel 2 identifiziert wurden,<sup>26</sup> kann die Bestandsaufnahme folgende Schlüsselvariablen enthalten:

- Reife wichtiger Technologien wie Speicher und innovative Netzlösungen
- Anteil, Mix, und Standorte erneuerbarer Energien
- Ausmaß von flexibler Nachfrage (privat und Industrie) und verfügbaren Speichersystemen

---

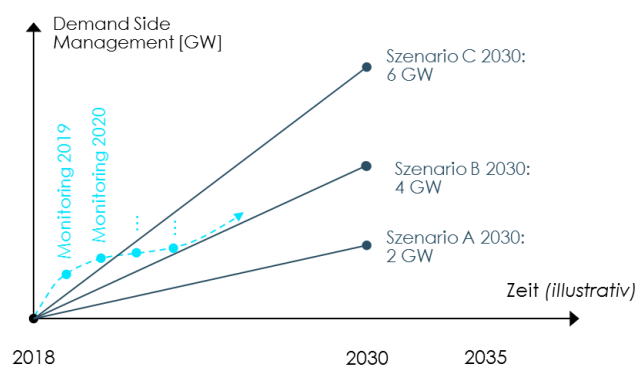
<sup>26</sup> Mögliche Haupttreiber derer Entwicklungen, die die Business Case eines bestimmten Projektes wesentlich beeinflussen, wie beispielsweise der erwartete Standort eines Datacenters

- ‚Ausbau erneuerbarer Energien / ‚Green transition‘ in Nachbarstaaten
- Der Europäische Binnenmarkt für Strom

Betrachten wir das *Demand Side Management* (DSM) als konkretes Beispiel. Die drei Szenarien des letzten NEP gehen von jeweils 2, 4 oder 6 GW DSM im Jahr 2030 aus. Die Prüfung, die wir vorschlagen, beinhaltet die Abschätzung von DSM Jahr für Jahr. Mit anderen Worten: Welchem dieser drei Pfade hin zu 2, 4 oder 6 GW im Jahr 2030 kommt der tatsächlichen Entwicklung am nächsten? Das Monitoring der Entwicklung wird aufzeigen, welches der drei Szenarien die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit hat.

In unserem fiktiven Beispiel (siehe Abbildung 8) weist DSM eine schnelle Entwicklung in den Jahren 2019 und 2020 auf, und liegt sogar noch über dem optimistischen Szenario C. In den folgenden Jahren verlangsamt sich die Entwicklung, und die tatsächliche Ausbreitung von DSM ist näher an dem Pfad zu Szenario B – aber immer noch weit entfernt von Szenario C. Ist ein Projekt nur tragfähig in den Szenarien A oder B, aber nicht in C, kann solch eine Entwicklung bedeuten, dass dieses Projekt auf der Monitoring-Liste nach unten in die Kategorie C (‚mögliche Projekte für die Zukunft‘) rutscht, und es unwahrscheinlich ist, dass dieses Projekt für zur Bestätigung vorgeschlagen wird. Eine andere Entwicklung von DSM allerdings, beispielsweise eine tatsächliche Ausbreitung nahe oder sogar unterhalb des Pfades zu Szenario C, könnte für das selbe Projekt bedeuten, dass es auf der Monitoring-Liste nach oben wandert Richtung der Kategorie A (‚nahe der Bestätigung‘).

**Abbildung 8**  
**Regelmäßiges Monitoring unterstützt die Risikobewertung**

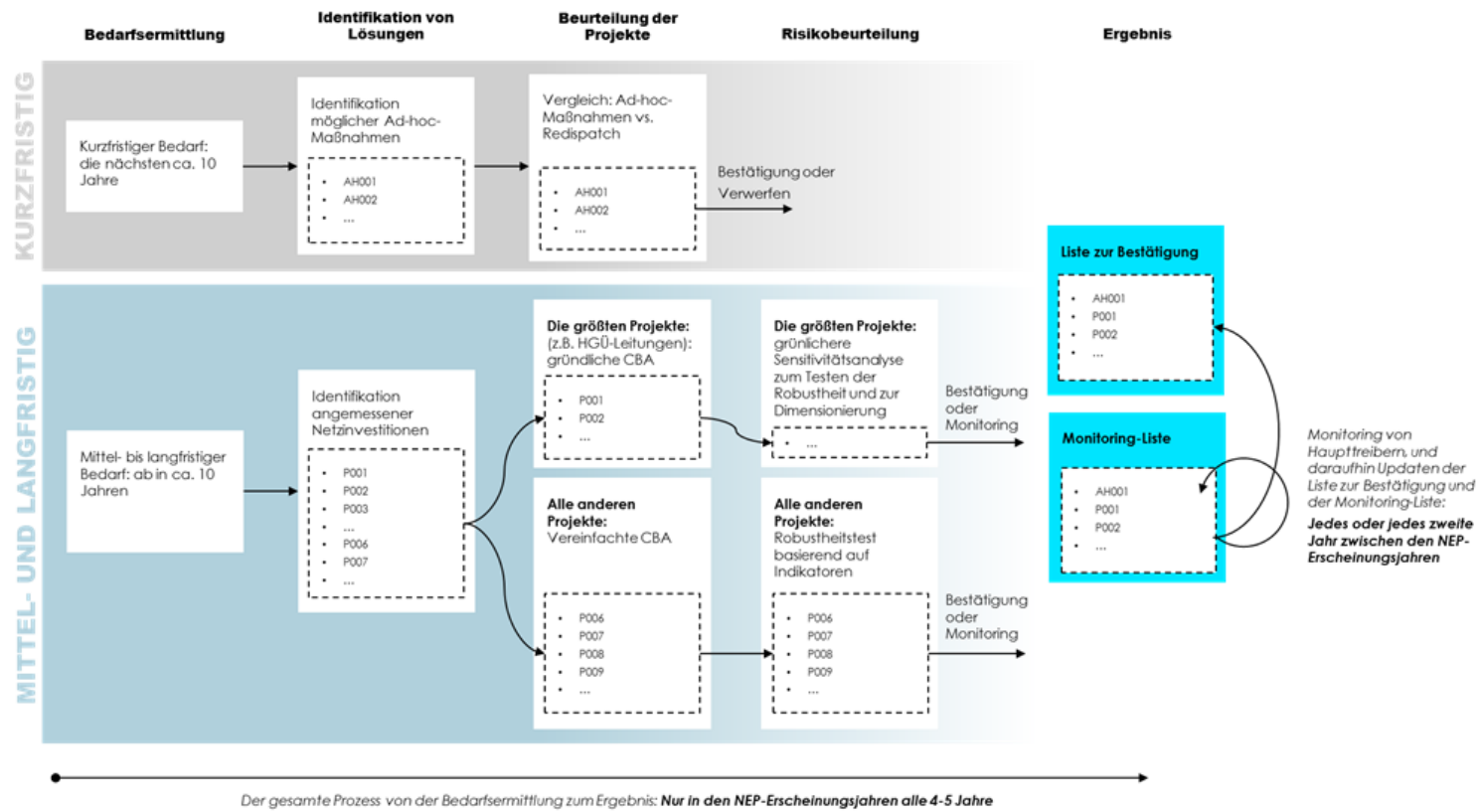


Quelle: Copenhagen Economics

Monitoring sollte natürlich nicht nur für DSM betrieben werden, sondern für alle relevanten Variablen, sodass ein gesamtheitliches Bild über die künftige Netzentwicklung in Deutschland entsteht.

Die in Kapitel 1 bis 3 gemachten Empfehlungen und Vorschläge für die praktische Umsetzung sind eng miteinander verknüpft. Die Ergebnisse jedes einzelnen Prozess-Schritts dienen als Input für den nächsten Schritt. Abbildung 9 zeigt einen Überblick über den gesamten Prozess. Die Netzplanung beginnt mit einer Beurteilung des Bedarfs, auf dessen Basis Lösungen identifiziert werden – sowohl für die kurze als auch für die mittlere bis lange Frist (siehe Kapitel 1). Die identifizierten Lösungen – Ad-hoc Maßnahmen oder Netzprojekte – werden bezüglich ihres gesellschaftlichen Wertes bewertet. Für den Großteil der Projekte kann diese Bewertung eine pragmatische Kosten-Nutzen-Analyse sein, während die Bewertung für die größten Projekte gründlicher sein sollte. Gleiches gilt für die nachfolgende Risikobewertung, welche das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse, also den Kapitalwert, auf seine Robustheit in verschiedenen Szenarien testet (siehe Kapitel 2). Projekte, die einen hohen und robusten gesellschaftlichen Wert haben, sind *no-regret*-Projekte und sollten direkt zur Bestätigung empfohlen werden. Projekte, deren Wert oder Robustheit nicht ausreichend sicher sind, sollten auf die Monitoring-Liste gesetzt werden, und nur dann zur Bestätigung empfohlen werden, wenn die Entwicklung von Schlüsselvariablen zugunsten des jeweiligen Projektes ausfällt – in anderen Worten, nur wenn das Projekt sich als gute Investitionen für die Gesellschaft erweist.

**Abbildung 9**  
**Überblick: die Prinzipien zur praktischen Umsetzung**



Quelle: Copenhagen Economics

### 3.4 DER BEITRAG DES NEP ZUR ALLGEMEINEN ENERGIEPOLITIK

Wir haben einen reformierten NEP vorgeschlagen, der sich stärker auf einen Kosten-Nutzen-Ansatz für Netzinvestitionen stützt, eine langfristige Perspektive einnimmt und den Haupttreibern, die in Zukunft zu großer Varianz in den Investitionskosten führen können, mehr Beachtung schenkt. Diese Elemente können helfen, Projekte zu bestimmen, die auch in plausiblen alternativen Szenarien wirtschaftlich so robust wie möglich sind. Sie können auch helfen, Alternativen zum traditionellen Netzausbau in der kurzen und langen Frist zu identifizieren.

Dieser Ansatz kann als wertvoller Input und Feedback zur allgemeinen energiepolitischen Debatte dienen. Durch die Bestimmung der langfristigen Kosten und Nutzen kann Akteuren in der Politik dabei geholfen werden, zu verstehen, was es braucht, um die Energiewende so günstig wie möglich zu gestalten. Dies gilt für eine Reihe von politischen Entscheidungen:

1. In welchem Umfang können neue Technologien die Flexibilität des Energiesektors erhöhen? Was hält diese Technologien bezüglich ihrer Reife und Skalierbarkeit zurück, und welche Rolle haben ÜNB und andere Stakeholder dabei, den technologischen Fortschritt voranzutreiben?
2. Welche Rolle spielen Verbesserungen des Marktdesigns bei der Glättung von Strompreisschwankungen?
3. Welche Rolle spielen der Ausbau und die Standorte weiterer Kapazitäten von diskontinuierlichen erneuerbaren Energien für den Netzausbau?

Der reformierte NEP kann einen starken und transparenten Rahmen für politische Entscheidungen bilden, die Energieerzeugung, den Energieverbrauch und damit letztlich auch den Netzausbaubedarf in Deutschland betreffen.

#### **Empfehlung 3.c**

Der NEP und die darin enthaltenen Modellierungen sollten als Input und Feedback zur allgemeinen energiepolitischen Debatte verwendet werden.

### 3.5 DER ÜBERGANG: VOM NEP 2030 ZUM NEP 2.0

Wie bereits beschrieben haben die bisherigen Netzentwicklungspläne wichtige Investitionen in den Netzausbau ermöglicht. Es ist überaus wichtig, dass die Umstellung auf einen neuen NEP diesen erreichten Fortschritt nicht gefährdet und die Investitionen, die bereits auf den Weg gebracht wurden oder bald werden, weder behindert noch aufhält.

Vor diesem Hintergrund wird vorgeschlagen, den aktuell in Vorbereitung befindlichen NEP wie geplant weiter fortzuführen. Diese Studie dient als Input für eine Debatte, die es ÜNB und Regulierungsbehörde im Jahr 2019 ermöglicht, sich auf konkrete Prinzipien sowie rechtliche und operationelle Konsequenzen zu verständigen und diese auch verankern zu können. Die ÜNB könnten dann Anfang 2020 den ersten Szenariorahmen eines NEP 2.0 veröffentlichen.<sup>27</sup> In diesem Zusammenhang sollte auch betont werden, dass energiepolitische Themen im weiteren Sinne, die den Netzausbaubedarf beeinflussen, Aufmerksamkeit erhalten sollten. Im Besonderen sollten Maßnahmen, die die Flexibilität des Stromnetzes und -systems erhöhen, vorangetrieben werden, wie wir an früherer Stelle in dieser Studie beschreiben.

Die Umsetzung der Empfehlungen dieser Studie geht mit Veränderungen in den Prozessen rund um den NEP einher. Diese Veränderungen sind auf unterschiedlichen Ebenen notwendig. Manche dieser Veränderungen können von den ÜNB initiiert und mit der Regierungsbehörde diskutiert und bereits in naher Zukunft beschlossen werden. Bei anderen Veränderungen bedarf es Anpassungen in der Gesetzgebung. Die wichtigsten vier Ebenen der Veränderung sind

- ÜNB
- BNetzA / BMWi
- Deutsche Gesetzgebung
- Europäische Gesetzgebung.

Eine erste Einschätzung zeigt, dass die Umsetzung der Empfehlungen dieser Studie mit hoher Wahrscheinlichkeit mit der Europäischen Gesetzgebung in Einklang steht. Anpassungen in der deutschen Gesetzgebung sowie Veränderungen bei der Herangehensweise an die Netzplanung und den internen Prozessen der ÜNB und BNetzA werden hingegen notwendig sein.

Unserer Einschätzung zufolge bedarf es beispielsweise vor allem einer *Abstimmung zwischen ÜNB und BNetzA und entsprechenden Veränderungen in den internen Prozessen* (aber keiner Gesetzesänderung) dafür, dass die ÜNB einen Kapitalwertansatz und Kosten-Nutzen-Kriterien anwenden können (Empfehlung 1.a, 1.c). Ebenso können die Projekte, die der BNetzA zur Bestätigung vorgeschlagen werden, in verschiedene Risikokategorien (z.B. Liste zur Bestätigung und Monitoring-Liste) eingeteilt werden (Empfehlung 3.a). Die BNetzA kann auch Projekte unter Vorbehalt bestimmter Entwicklungen bestätigen.<sup>28</sup>

Für die Umsetzung einer Reihe anderer Empfehlung muss allerdings davon ausgegangen werden, dass *gesetzliche Anpassungen notwendig sind*, zumeist im EnWG oder EEG. Hierzu gehört beispielsweise die Durchführung von Langfristszenarien (Empfehlung 2.a), für die unserer

---

<sup>27</sup> Gegebenenfalls können die ÜNB bereits einige ausgewählte Empfehlungen aus dieser Studie im nächsten NEP beachten (NEP 2030, Version 2019), wenn sie den Netzbedarf identifizieren und später der BNetzA präsentieren.

<sup>28</sup> Diese Möglichkeit hat die BNetzA in der Vergangenheit bereits genutzt. Beispielsweise hat bedingte Bestätigungen im Rahmen des O-NEP ausgesprochen. Die Offshore-Netzverknüpfungspunkte für DoIWin4 (NOR-3-2) und NOR-7-2 (BorWin6) stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans.

Einschätzung zufolge eine Änderung des Betrachtungszeitraums (§ 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG) vorgenommen werden muss. Ebenso ist der 2-Jahres-Zyklus des NEP gesetzlich verankert, es besteht also gegebenenfalls Anpassungsbedarf bei der Umsetzung von Empfehlung 3.b, die einen 4-Jahres-Zyklus vorschlägt.

Darüber hinaus gibt es einzelne Empfehlungen, die der momentanen Gesetzgebung zwar per se nicht widersprechen, deren praktische Umsetzung aber dennoch Änderungen notwendig machen kann. Hierzu gehört beispielsweise die Empfehlung, dass der NEP in der Lage sein sollte, Ad-Hoc-Maßnahmen als Lösungen zu erwägen (1.d). Dies ist bereits heute der Fall, allerdings erschwert es der gesetzlich verankerte Betrachtungszeitraum den Nutzen solcher Maßnahmen aufzuzeigen. Ein weiteres Beispiel ist die Priorisierung von Projekten nach Kosten-Nutzen-Prinzipien (Empfehlung 1.a). Der Anwendung solcher Prinzipien stehen grundsätzlich keine gesetzlichen Hindernisse im Wege. Allerdings schreibt das EEG die vollständige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien vor. Sobald die Priorisierung von Projekten nach Kosten-Nutzen-Prinzipien dem widerspricht, liegt Anpassungsbedarf vor.

Tabelle 2 gibt einen detaillierten Überblick über den Anpassungsbedarf der einzelnen Empfehlungen.

**Tabelle 2**  
**Notwendige Veränderungen und ihre Verortung bei der Umsetzung**

| Empfehlung                                                                                                                                                                                                                                               | Beschreibung notwendiger Veränderungen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Ebene der Veränderung                              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| <b>1.a</b> – Als Hauptkriterium zur Priorisierung von Projekten, die mithilfe der Engpassanalyse identifiziert worden sind, sollten zukünftig transparente Kosten-Nutzen-Prinzipien angewandt werden, um den Bedarf für neue Netzprojekte zu beurteilen. | Das EnWG verpflichtet die ÜNB zu einer effizienten Leistungserbringung im Netzbetrieb. Der Anwendung von Kosten-Nutzen-Prinzipien steht nichts im Wege, solange die ÜNB bei dem Verzicht auf Maßnahmen nachweisen, dass der sichere Netzbetrieb nicht gefährdet ist. Allerdings sieht das EEG die vollständige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien vor, demzufolge wären Anpassungen im EEG nötig.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | ÜNB;<br>deutsche<br>Gesetzgebung<br>(insbes. EEG)  |
| <b>1.b</b> - Wenn es gesamtgesellschaftlich am besten ist, einen Engpass durch Redispatch oder EisMan zu lösen, dann sollte das getan werden – und nicht neue Netzinfrastrukturprojekte gebaut werden                                                    | EisMan ist ein Ultima-Ratio-Eingriff in den Markt. Um EisMan zur (geplanten) Engpassbehebung zu nutzen, muss es in einen geordneten Prozess überführt werden. Der Rechtsrahmen zur Lösung von akuten Netzengpässen wird in Deutschland durch die §§ 13, 14 EnWG und §§ 11, 14 EEG vorgegeben.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | deutsche<br>Gesetzgebung<br>(insbes. EnWG,<br>EEG) |
| <b>1.c</b> - Es sollte ein Kapitalwert-Ansatz, der Kosten und Nutzen über die vollständige Lebensdauer betrachtet, angewendet werden.                                                                                                                    | Der Anwendung eines Kapitalwertansatzes stehen per se weder rechtliche noch regulatorische Hindernisse entgegen, siehe Empfehlung 1.a                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | ÜNB                                                |
| <b>1.d</b> - Der NEP-Prozess sollte in der Lage sein, sogenannte Ad-Hoc-Maßnahmen als Lösungen zu erwägen.                                                                                                                                               | Die Möglichkeit zur Berücksichtigung von Ad-Hoc-Maßnahmen ist bereits im EnWG über § 12b Abs. 1 Satz. 4 Nr. 3 sichergestellt. Allerdings gibt es zwei Hürden bei der praktischen Umsetzung.<br><i>Erstens</i> ist die positive Wirkung von Ad-Hoc-Maßnahmen oft kurzfristig, und wird durch die Betrachtung eines Zieljahres in 10-15 Jahren unterschätzt; Dies erschwert es, im NEP die Sinnhaftigkeit und den Nutzen von Ad-Hoc-Maßnahmen aufzuzeigen. Gegebenenfalls könnte eine Lösung hierzu eine Anpassung des Betrachtungszeitraumes (§ 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG) sein. Beispielsweise könnte der langfristigen Planung eine kurzfristige Analyse hinzugefügt werden.<br><i>Zweitens</i> ist der NEP-Prozess relativ langwierig; von der Identifikation einer Ad-Hoc-Maßnahme als Lösung über Genehmigung bis hin zum Baubeginn vergehen mehrere Jahre. Ein großer Teil des Nutzens der Maßnahme kann dann bereits verloren sein. Eine mögliche Lösung hierzu könnte sein, Ad-Hoc-Maßnahmen gesondert zu behandeln (innerhalb oder außerhalb des NEP), und dabei eine schnellere Bestätigung sicherzustellen. Die Basis für solch eine Veränderung wäre ebenfalls das EnWG. | ggf. deutsche<br>Gesetzgebung<br>(insbes. EnWG)    |

| Empfehlung                                                                                                                                                                                                          | Beschreibung notwendiger Veränderungen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Ebene der Veränderung                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>2 – (Kurzfassung)</b> Es sollten illustrative Langfristszenarien durchgeführt werden, die Risiken und Möglichkeiten und deren Effekt auf den Investitionsbedarf aufzeigen                                        | Hierfür müsste der Betrachtungszeitraum, welchen der § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG momentan auf 10-15 Jahre festlegt, angepasst werden.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | deutsche Gesetzgebung (insbes. EnWG) |
| <b>3.a</b> - Es sollten bezüglich der Bestätigung verschiedene Kategorien eingeführt werden, die klar aufzeigen, dass manche Entscheidungen erst später nach Erhalt weiterer Informationen getroffen werden sollten | Keine gesetzlichen Anpassungen erforderlich. Die BNetzA hat bereits nach § 12c Abs. 7 EnWG die Kompetenz durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des NEP zu treffen. Die ÜNB können verschiedene Kategorien bestimmen, und die BNetzA kann darauf eingehen – und auch Maßnahmen unter Vorbehalt bestätigen. Dieses neue Vorgehen sollte zwischen BNetzA und ÜNB besprochen und koordiniert werden.                                                                                                                                                                  | ÜNB + BNetzA                         |
| <b>3.b</b> - Der 2-Jahres-Zyklus des NEP sollte ersetzt werden durch einen 4-Jahres-Zyklus plus einer Prüfung der Projekte nahe der Bestätigung jedes oder jedes zweite Jahr                                        | Anpassungsbedarf besteht in § 12a EnWG, in dem der 2-Jahres-Zyklus auf den entsprechenden 4-Jahres-Zyklus geändert werden müsste.<br>Darüber hinaus verpflichtet die Europäische Gesetzgebung (EU-Verordnung Nr. 1228/2003, Artikel 12 Abs. 1) die ÜNB zur Veröffentlichung eines Investitionsplanes alle 2 Jahre; allerdings können die in dieser Studie vorgeschlagenen Prüfungen alle 1-2 Jahre mit hoher Wahrscheinlichkeit so gestaltet werden, dass sie dieser EU-Regelung gerecht werden. Die „Haupt-NEPs“ können damit alle 4 Jahre erstellt werden, ohne dass Gesetzesänderungen auf EU-Ebene notwendig sein werden. | deutsche Gesetzgebung (insbes. EnWG) |
| <b>3.c</b> - Der NEP und die darin enthaltenen Modellierungen sollte als Input und Feedback zur allgemeinen energiepolitischen Debatte verwendet werden.                                                            | Keine gesetzlichen Anpassungen erforderlich. Die Schaffung eines regelmäßigen, etablierten, respektierten Dialogs und Wissensaustauschs bedarf Koordination und Initiative seitens der ÜNB und des BMWi.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | ÜNB + BMWi                           |

Anm: Dies ist als Einschätzung zu verstehen, es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit.

Quelle: Copenhagen Economics in Zusammenarbeit mit Experten von TenneT.

## LITERATURLISTE

Die Kernliteratur zu dieser Studie waren alle relevanten Dokumente des NEP, veröffentlicht von den vier deutschen ÜNB (50hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW) und der Bundesnetzagentur, BNetzA. Solche relevanten Dokumente waren beispielsweise der letzte sowie frühere Versionen des NEP, deren Anhänge, Szenariorahmen, Kostenschätzungen, Dokumente zur Bestätigung, Konsultationsergebnisse, Richtlinien, Strategische Umweltprüfung und so weiter. Auch einige Gesetzestexte waren relevant, vor allem das EnLAG, EnWG, NABEG, BBPIG, UVPG, EEG, BImSchG und ARegV.

Die untenstehende Liste führt weitere Literatur und Quellen in alphabetischer Reihenfolge auf.

*ABB* (2013) Resiliency planning for the transmission grid. White paper.

*Agora Energiewende* (2018) Toolbox für die Stromnetze. Studie.

*Agora Energiewende* (2017) Optimierung der Stromnetze. Impulse.

*Agora Energiewende* (2016) Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility. Study.

*Agora Energiewende* (2012) Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012. Studie.

*BESTGRID* (2015) Testing Better Practices. Final Report of the BESTGRID Project.

*BMWi* (2017) Strom 2030. Langfristige Trend –Aufgaben für die kommenden Jahre. Ergebnispapier.

*BMWi* (2017) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie der Fraunhofer ISI, Consentec GmbH und des Institutes für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu).

*BMWi* (2015) An electricity market for Germany's energy transition. White Paper by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.

*BMWi* (2014) An Electricity Market for Germany's Energy Transition. Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper)

*BNetzA* (2016, and earlier years) Quartalsberichte zu Netz-und Systemsicherheitsmaßnahmen.

*BNetzA* (2015) Monitoringbericht 2015.

*CEER* (2015) The Future Role of DSOs. A CEER Conclusions Paper.

*Deutsche Energie-Agentur, dena* (2017) Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien. Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses

*Deutsche Energie-Agentur, dena* (2017) Netzflexstudie. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung.

*Deutsche Energie-Agentur, dena* (2010) Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.

*DIHK* (2015) Ausbau der Stromnetze. Grundlagen, Planungen, Alternativen. Faktenpapier.

*Ecofys* (2014) Flexibility options in electricity systems.

*Ecofys* (2011) Network extension requirements for an enhanced RES deployment. D13 Report within the EU Commission RE-Shaping project.

*Energinet* (2018) Overblik over netdimensioneringskriterier 2017. Note.

*Energinet* (2017) Reinvesterings-, udbygnings-, og saneringsplan 2017 (RUS 2017). Report.

*Energinet* (2017) Energinets analyseforudsætninger

*Energinet* (2017) Technology Data for Energy Plants.

*ENTSO-E* (2017) Completing the map. The Ten-Year Network Development Plan. 2018 System Needs Analysis. Main report, scenario report and appendices.

*ENTSO-E* (2017) Mid-Term Adequacy Forecast, 2017 Edition.

*ENTSO-E* (2017) Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017. Study.

*ENTSO-E (2015) Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects.*

*Electric Power Research Institute, EPRI (2016) Electric Power System Flexibility. Challenges and opportunities.*

*European Commission (2017) Study on Residential Prosumers in the European Energy Union*

*European Commission (2015) e-Highway 2050. Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 (reports, data sets etc.)*

*European Commission (2014) Research Challenges to Increase the Flexibility of Power Systems*

*Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., FfE (2016) Project MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien. Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen, sowie Abschlussbericht Maßnahmen.*

*IEA (2014) Technology Roadmap, Energy Storage.*

*Institution of Engineering and Technology, IET (2015) Methods and Tools for Planning the Future Power System. Report.*

*Koalitionsvertrag CDU, CSU, SPD*

*Pache et al. (2014) New Methodology for Long-Term Transmission Grid Planning. Paper.*

*Smart Grid Task Force (2015) Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility. EG3 Report.*

*Statnett, Fingrid, Energinet and Svenska Kraftnät (2017) Nordic Grid Development Plan 2017.*

*Statnett, Fingrid, Energinet and Svenska Kraftnät (2016) Challenges and Opportunities for the Nordic Power System.*

*TenneT (2017) Freileitungsmonitoring. Brochure.*

*THINK (2013) Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package. Final Report.*