

# ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

Kurzgutachten für die deutschen  
Übertragungsnetzbetreiber  
(Amprion, Tennet, TransnetBW, 50 Hertz)



**19 APRIL 2024**

**Autoren (Frontier Economics):**

Dr. Matthias Janssen

Dr. Christoph Gatzen

Michael Zähringer

Dr. Dr. Raphael Flore

Kontakt: [matthias.janssen@frontier-economics.com](mailto:matthias.janssen@frontier-economics.com)

# INHALT

Zusammenfassung	4
<b>1 Einleitung</b>	<b>8</b>
1.1 Hintergrund	8
1.2 Auftrag	8
1.3 Gliederung	9
<b>2 Funktionsweise von Redispatch gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG und „Nutzen statt Abregeln“ gemäß §13k EnWG</b>	<b>11</b>
2.1 Status quo Redispatch – Abregelung von EE-Anlagen	11
2.2 Funktionsweise von Nutzen statt Abregeln	13
2.3 Vergleich zwischen Abregelung und NsA	15
2.4 Ökonomisch relevante Festlegungen des §13k	16
<b>3 Ziele und Bewertungskriterien</b>	<b>18</b>
<b>4 Vergütungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber</b>	<b>21</b>
4.1 Festlegung des 13k-Preises	21
4.2 Kompensation des SNK	23
4.3 Regeln und Pönale für (Nicht-)Abnahme von Prognosestrommengen	25
<b>5 Ökonomische Bewertung der Vergütungsregeln</b>	<b>28</b>
5.1 Festlegung des 13k-Preises	29
5.2 Kompensation der SNK	34
5.3 Regeln und Pönale für (Nicht-)Verbrauch von Abregelungsmengen	39
<b>6 Fazit</b>	<b>42</b>



## Zusammenfassung

### Hintergrund und Auftrag

Im Rahmen der EnWG-Reform im November 2023 wurde mit §13k unter dem Titel „Nutzen statt Abregeln“ („NsA“) eine neue Regelung geschaffen, durch die im Fall von sich abzeichnenden Netzengpässen ein Anreiz zur Aktivierung zusätzlichen Stromverbrauchs geschaffen wird, durch welche eine engpassentlastende Wirkung eintreten und die Menge an Strom aus Erneuerbaren Energien (EE), die wegen Netzengpässen abgeregelt werden muss, verringert werden.

Die ÜNB sind gemäß § 13k Abs. 6 und Abs. 7 S. 2 EnWG verpflichtet, bis zum 1. April 2024 ein Umsetzungskonzept für eine zweijährige Erprobungsphase (ab 1. Oktober 2024) zu erarbeiten und dieses der Bundesnetzagentur („BNetzA“) vorzulegen. Ein wesentlicher Aspekt dieses Konzepts sind die Regeln zur Vergütung der den Verbrauchern unter 13k zugeteilten Strommengen.

Die vier ÜNB haben Frontier Economics Ltd. („Frontier“) damit beauftragt, die von den ÜNB vorgeschlagenen Vergütungsregeln im Rahmen eines Kurzgutachten dahingehend zu überprüfen, ob sie im Einklang mit den im § 13k EnWG genannten Zielen sowie mit ökonomischen und energiewirtschaftlichen Grundsätzen stehen.

Wir gehen im Gutachten von folgenden Prämissen aus:

- **Ökonomische Vorteilhaftigkeit** – Die Prüfung des gesetzlich verankerten NsA-Konzepts ist nicht Gegenstand des Gutachtens und wird vorausgesetzt.
- **Teilnahmebedingungen** – In diesem Gutachten gehen wir davon aus, dass die von der BNetzA festgelegten Regeln die gesetzlich geforderte Zusätzlichkeit sicherstellen.
- **Wettbewerbliches Zuteilungsverfahren** – Das Gutachten bezieht sich auf die Erprobungsphase, in der ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren angewandt wird (statt der Nutzung eines wettbewerblichen Verfahrens).
- **Beschaffung von Strommengen für den bilanziellen Ausgleich („Ausgleichsbeschaffung“)** – Teilnehmer müssen die zugeteilten Prognosestrommengen über den Spotmarkt selbst beschaffen.

### Funktionsweise von Redispatch und „Nutzen statt Abregeln“

Die zwei für dieses Kurzgutachten entscheidenden Engpassmanagementmaßnahmen sind:

- **Status quo Redispatch gemäß §§13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m §13a EnWG – Abregelung von EE-Anlagen:** Die EE-Anlage im oder vor dem Engpassgebiet („vor dem Engpass“, typischerweise in Nord-Süd-Richtung) wird abgeregelt, d.h. die eigentlich verfügbare EE-

## ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

Anlage erzeugt nicht oder in geringerem Umfang und es wird kein bzw. weniger EE-Strom produziert. EE-Anlagenbetreiber, die ihren Strom bereits vermarktet haben und dafür den Strompreis als Markterlös erhalten (und auch behalten dürfen), bekommen trotz „Nichteinspeisung“ von den ÜNB die EEG- Marktprämie ausbezahlt. Die ÜNB müssen hinter dem Engpass eine (i.d.R. mit fossilen Brennstoffen betriebenes konventionelles) Stromerzeugungsanlage hochfahren lassen, um die Strombilanz auszugleichen, da der abgeregelte EE-Strom bereits gekauft wurde und hinter dem Engpass aus dem Netz ausgespeist und verbraucht wird.

- **Neuregelung im §13k EnWG – Nutzen statt Abregeln (NsA):** NsA gemäß §13k bedeutet im Wesentlichen, dass die verfügbare EE-Anlage im Engpassgebiet nicht wie oben dargestellt im Rahmen von Redispatch abgeregelt wird, sondern dass der EE-Strom im Engpassgebiet durch berechtigte Teilnehmer verbraucht wird. Die Teilnehmer beschaffen die ihnen zugeteilten Prognosestrommenge für den bilanziellen Ausgleich selbst am Markt und die entsprechende Notwendigkeit für positiven Redispatch durch den ÜNB entfällt. Im Gegenzug erhalten die Teilnehmer von den ÜNB einen finanziellen Ausgleich, der unten beschrieben wird.

### Ziele und Bewertungskriterien

In §13k EnWG werden die drei Zielsetzungen für NsA genannt, die wir als Bewertungskriterien heranziehen:

- **Verringerung der EE-Abregelungsstrommengen** durch Nutzung zuschaltbarer Lasten;
- Sicherstellung eines **gesamtwirtschaftlichen Nutzens**;
- Sicherstellung einer **Senkung der Redispatch-Kosten**.<sup>1</sup>

### Ökonomische Bewertung der Vergütungsregeln der Übertragungsnetzbetreiber

Wir befürworten das von den ÜNB vorgelegte Konzept, dessen Ausgestaltung im Einklang mit den oben definierten Zielen des §13k EnWG steht und Zielkonflikte angemessen berücksichtigt. Im Folgenden fassen wir unsere Einschätzung zu den drei Kernelementen (i) 13k-Preis, (ii) Stromnebenkostenkompensation und (iii) Regeln und Pönalen zusammen:

- **Höhe des 13k-Preises** – Der 13k-Preis legt das Preisniveau fest, zu dem die Teilnehmer von NsA die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen zugeteilt bekommen. Die Teilnehmer bezahlen jedoch nicht direkt den 13k-Preis, sondern müssen die zugewiesenen Prognosestrommengen selbst beschaffen und erhalten dann von den Netzbetreibern eine „13k-Erstattung“. Dieser entspricht der Differenz zwischen dem

---

<sup>1</sup> Das Gesetz spezifiziert nicht, ob bei den Redispatchkosten eine volkswirtschaftliche oder betriebswirtschaftliche Perspektive eingenommen werden soll. Die Gesetzesbegründung kann jedoch so verstanden werden, dass auf eine betriebswirtschaftliche Sicht abgestellt wird (und somit eine Senkung der von ÜNB im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen zu leistenden Zahlungen beabsichtigt ist, die über Netzentgelte auf Letztverbraucher umgelegt werden).

gültigen Day-Ahead Preis („DA-Preis“) für die jeweiligen Lieferstunden und dem festgelegten 13k-Preis.

Bei der Höhe des 13k-Preises pro MWh beabsichtigen die ÜNB sich an den Kosten zu orientieren, die ein Betreiber erdgasbasierter Wärmeerzeugung hat. Hierbei wird angenommen, dass der Wirkungsgrad der fossil-basierten Wärmeerzeugung vergleichbar ist mit dem Wirkungsgrad elektrischer Heizkessel. Des Weiteren ist vorgesehen, die Höhe der 13k-Erstattung nach unten bei 0 €/MWh und nach oben bei der Höhe der maximalen spezifischen Kosten der Netzreserve zu begrenzen.

**Einschätzung: Die im ÜNB-Vergütungskonzept angedachte Ableitung des 13k-Preises aus den Kosten einer effizienten Erdgasheizanlage genügt den Kriterien des §13k EnWG und stellt somit eine geeignete Regel zur Festsetzung des 13k-Preises dar.**

- Um das Ziel einer Verringerung der EE-Abregelungsmengen zu erreichen, sollte der 13k-Preis möglichst gering ausfallen.
- Um die Kosten des Engpassmanagements aus betriebswirtschaftlicher Sicht der ÜNB zu reduzieren, kann ein 13k-Preis größer null gesetzt werden, wobei der Preis jedoch so gering sein sollte, dass er für eine Vielzahl potenzieller 13k-Teilnehmer attraktiv bleibt.
- Höhe der **SNK-Kompensation** – Ein Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Rahmen des 13k löst für Verbraucher neben den Kosten für die Beschaffung des Stroms an sich weitere Kosten aus, im Folgenden als „Stromnebenkosten“ (SNK) bezeichnet. Der Anfall dieser Kosten, bei denen es sich aus volkswirtschaftlicher Sicht um die Refinanzierung unabhängig von der 13k-Nutzung entstehender Netzkosten handelt, kann NsA unattraktiv machen.

Um die Attraktivität zu gewährleisten, soll gemäß ÜNB-Vergütungskonzept jeder 13k-Teilnehmer die tatsächlich individuell durch 13k-Strombezug anfallenden SNK bis zur maximalen SNK-Obergrenze (siehe unten) erstattet bekommen, die so parametrisiert ist, dass eine Redispatchkostensenkung aus betriebswirtschaftlicher Sicht gewährleistet ist.

**Wir halten den ÜNB-Vorschlag für sachgerecht:**

- Eine (Teil-)Kompensation der SNK ist den Zielen von §13k dienlich, da dies den Anreiz zur Teilnahme an NsA erhöht bzw. ohne eine derartige Kompensation (bei einem 13k-Preis  $> 0$ ) für viele potenzielle Teilnehmer eine Teilnahme nicht wirtschaftlich wäre. Insofern trägt die Kompensation zur Verringerung von EE-Abregelungsmengen bei, ohne jedoch die gesamtwirtschaftlichen Kosten zu erhöhen.
- Wenn die Kosten des Engpassmanagements nicht nur aus gesamtwirtschaftlicher, sondern auch aus der betriebswirtschaftlichen Sicht der ÜNB begrenzt werden sollen, ist eine Begrenzung der SNK-Kompensation, so wie sie im ÜNB-Konzept angedacht ist, sinnvoll.
- Bei der Festlegung der Obergrenze für die Kompensation der SNK ist es zweckdienlich sich an der Höhe der alternativen Redispatch-Kosten zu orientieren. Hierbei sollte die Festlegung jedoch einfach verständlich bleiben und keine

Unsicherheit für die Teilnehmer bezüglich der erwartbaren Kompensation mit sich bringen.

- **Regeln und Pönale** für (Nicht-)Verbrauch von Prognosestrommengen – Das Umsetzungskonzept der ÜNB spezifiziert zum einen die Regeln, nach denen die Teilnehmer ihre Verfügbarkeit für die Abnahme von Strom anmelden müssen und es legt zum andern die Pönale fest, die die Teilnehmer zahlen müssen, wenn sie die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen nicht verbrauchten.

Im Fall, dass weniger Strom verbraucht wurde als zugeteilt, wird gemäß ÜNB-Vergütungskonzept einerseits die 13k-Erstattung und die SNK-Kompensation nur für die tatsächliche verbrauchte Strommenge gezahlt und andererseits müssen die Teilnehmer eine explizite Pönale zahlen, die sich an der Preisdifferenz zwischen Intraday-Markt (ID-AEP-Preis<sup>2</sup>) und Day-Ahead-Preis orientiert.

**Wir halten die vorgeschlagenen Regelungen für sachgerecht:**

- Die angedachten Regeln zur Teilnahme an NsA sind flexibel genug, sodass Teilnehmer keine übermäßigen kommerziellen Risiken durch die Teilnahme eingehen.
- Der Pönalen-Vorschlag der ÜNB, der sich an Preisen am Intraday-Markt orientieren, verhindert effektiv den (Nicht-)Verbrauch zur Erzielung von Handelsgewinnen im Intraday-Markt.

---

<sup>2</sup> Der Intraday-Preisindex „ID-AEP“ berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Im Rahmen der EnWG-Reform im November 2023 wurde unter dem Titel „Nutzen statt Abregeln“ („NsA“) eine neue Regelung zur Verringerung der Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen wegen strombedingter Netzengpässe eingeführt. Hierdurch soll in geeigneten Regionen ein Anreiz zur Aktivierung zusätzlichen Stromverbrauchs – sogenannte zuschaltbare Lasten – geschaffen werden, durch welche eine engpassentlastende Wirkung eintreten und die Menge an Strom aus Erneuerbaren Energien, die wegen Netzengpässen abgeregelt werden muss, verringert werden.

Der zu diesem Zweck neu eingeführte § 13k EnWG sieht vor, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) einen Anteil der Erneuerbaren-Energien-Strommenge, die ansonsten voraussichtlich wegen strombedingter Netzengpässe abgeregelt würde, an berechnete Teilnehmer zuteilen. Diese zuteilbaren Strommengen werden im Folgenden (entsprechend der Konvention der ÜNB) als „Prognosestrommengen“ bezeichnet. Die Zuteilung soll am 1. Oktober 2024 mit einer zweijährigen Erprobungsphase beginnen. Nach der Erprobungsphase und Evaluation sollen die Prognosestrommengen in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zugeteilt werden.

Die ÜNB sind gemäß § 13k Abs. 6 und Abs. 7 S. 2 EnWG verpflichtet, bis zum 1. April 2024 ein Umsetzungskonzept zu erarbeiten und dieses der Bundesnetzagentur („BNetzA“) vorzulegen. Das Umsetzungskonzept beschreibt den Rahmen für die Erprobungsphase. Ein wesentlicher Aspekt dieses Konzept sind die Regeln zur Vergütung der zugeteilten Prognosestrommengen. Die im Umsetzungskonzept vorgelegten Vergütungsregeln werden sich auf die Ausgestaltung der Erprobungsphase konzentrieren, in der noch kein wettbewerbliches Verfahren angedacht ist, sondern in der die Prognosestrommengen zu einem vorgegebenen Preis („13k-Preis“) zugeteilt werden.

## 1.2 Auftrag

**Die vier ÜNB haben Frontier Economics Ltd. („Frontier“) damit beauftragt, die von den vier ÜNB entwickelten Vergütungsregeln für die zweijährige Erprobungsphase im Rahmen eines Kurztgutachten dahingehend zu überprüfen, ob sie im Einklang mit den im § 13k EnWG genannten Zielen sowie mit ökonomischen und energiewirtschaftlichen Grundsätzen stehen.**

Es ist zu beachten, dass die NsA-Regelung und das Umsetzungskonzept der ÜNBs neben den Vergütungsregeln noch andere ökonomisch relevante Aspekte hat, welche **nicht Gegenstand des vorliegenden Gutachtens sind und als Prämisse vorausgesetzt werden**. Hierzu zählen insbesondere:



- **Ökonomische Vorteilhaftigkeit** – Es ist nicht Aufgabe des Gutachtens zu bewerten, inwieweit das NsA-Konzept ökonomisch vorteilhaft z.B. im Vergleich zu anderen möglichen Konzepten ist.
- **Teilnahmebedingungen** – Die Bedingung für die Präqualifikation bzw. Registrierungsverfahren zur Teilnahme an NsA (d.h. die Bedingungen, die an den Teilnehmerkreis gestellt werden) werden gem. § 13k Abs. 6 EnWG durch die ÜNB festgelegt. Zudem soll die BNetzA gem. §13 Abs. 3 EnWG die Kriterien zur Prüfung der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs festlegen. In diesem Gutachten gehen wir davon aus, dass die von der BNetzA festgelegten Regeln die gesetzlich geforderte Zusätzlichkeit sicherstellen können.
- **Wettbewerbliches Zuteilungsverfahren** – Die Zuteilung der Prognosestrommengen soll während der Erprobungsphase durch ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren zu anhand eines vorab festgelegten Vergütungsrahmens (anstatt der Nutzung eines wettbewerblichen Verfahrens) erfolgen. Dies wird damit begründet, dass anfänglich von einem systematischen Überschussangebot an Prognosestrommengen ausgegangen wird und daher ein wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung des 13k-Preises nicht zielführend ist. Das bisherige ÜNB-Vergütungskonzept und das vorliegende Gutachten beziehen sich allein auf die Erprobungsphase und nicht auf mögliche Regelungen für wettbewerbliche Zuteilungsverfahren im Anschluss an die Erprobungsphase.
- **Beschaffung von Strommengen für den bilanziellen Ausgleich („Ausgleichsbeschaffung“)** – Die Regelung, dass die Teilnehmer sich die zugeteilten Prognosestrommengen über den Spotmarkt selbst beschaffen müssen (und dann für die Differenz zwischen Spotpreis und festgelegtem 13k-Preis kompensiert werden) wird im Rahmen des Gutachtens als Prämisse vorausgesetzt. Ebenso wird im Rahmen des Gutachtens angenommen, dass – so wie von den ÜNB erwartet – die Beschaffung der zugeteilten Prognosestrommengen über den Spotmarkt dazu führt, dass zusätzliche Erzeugungskapazitäten hinter dem Engpass hochgefahren werden, welche sich entlastend auf den Engpass auswirken.

### 1.3 Gliederung

Das folgende Kurzgutachten umfasst vier Schritte:

- In **Abschnitt 2** beschreiben wir die Ausgangslage, in der Netzengpässe mittels **Redispatch nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG** aufgelöst werden.
- In **Abschnitt 3** fassen wir die im **§13k genannten Ziele und Festlegungen für NsA** zusammen, welche für die ökonomische Beurteilung der Vergütungsregeln relevant sind.
- In **Abschnitt 4** geben wir unser Verständnis der von den **ÜNB entwickelten Vergütungsregeln** für Zuteilungen nach §13k wieder.

## ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

- In **Abschnitt 5** bewerten wir diese **Vergütungsregeln** vor dem Hintergrund der im Abschnitt 2 identifizierten Ziele des §13k.
- Unser **Fazit** findet sich in **Abschnitt 6**.

## 2 Funktionsweise von Redispatch gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG und „Nutzen statt Abregeln“ gemäß §13k EnWG

In diesem Abschnitt stellen wir die aktuelle Abregelung von Redispatch (Abschnitt 2.1) sowie das geplante NsA-Konzept (Abschnitt 2.2) dar und stellen beides gegenüber (Abschnitt 2.3). In Abschnitt 2.4 leiten wir die relevanten ökonomischen Festlegungen ab, welche im weiteren Gutachten bewertet werden.

### 2.1 Status quo Redispatch – Abregelung von EE-Anlagen

Redispatch gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG ist eine Maßnahme durch den ÜNB mit dem Ziel, auftretende Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen, indem die Wirkleistung einer Stromerzeugungsanlage mit einer Kapazität ab 100 Kilowatt (kW) vor dem Engpass reduziert wird (negativer Redispatch) und hinter dem Engpass erhöht wird (positiver Redispatch). In Summe muss das Gleichgewicht zwischen Stromeinspeisung und -ausspeisung erhalten bleiben (bei gleichzeitiger Entlastung eines Engpasses). Redispatch kann regelzonenintern und -übergreifend (auch grenzüberschreitend) angewendet werden und sowohl konventionelle als auch erneuerbare Stromerzeugungsanlagen einbeziehen.

Insbesondere in Gebieten, in denen der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) weit fortgeschritten ist, z.B. in Form von Windkraft in Küstennähe, reichen die Netzkapazitäten häufig nicht aus, um den EE-Strom abzutransportieren. In diesem Fall erfolgt die Redispatch-Maßnahme in der Regel in Form einer Abregelung von EE-Anlagen (ehemals §14 EEG i.V.m. §13 Abs. 2 EnWG (ehemals EinsMan<sup>3</sup>)).

Im aktuellen Verfahren unternehmen die Netzbetreiber folgende Schritte:

- Die EE-Anlage im oder vor dem Engpassgebiet („vor dem Engpass“, typischerweise in Nord-Süd-Richtung) wird abgeregelt, d.h. die eigentlich verfügbare EE-Anlage erzeugt nicht oder in geringerem Umfang und es wird kein bzw. weniger EE-Strom produziert.
- EE-Anlagenbetreiber, die ihren Strom bereits vermarktet haben und dafür den Strompreis als Markterlös erhalten (und auch behalten dürfen), bekommen – sofern sie im Rahmen der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie gemäß §20 EEG vergütet werden – trotz „Nichteinspeisung“ von den ÜNB die EEG-Vergütung in Form der Marktprämie, die ihnen ohne den Engpass ansonsten über das EEG-Konto ausbezahlt worden wäre.

---

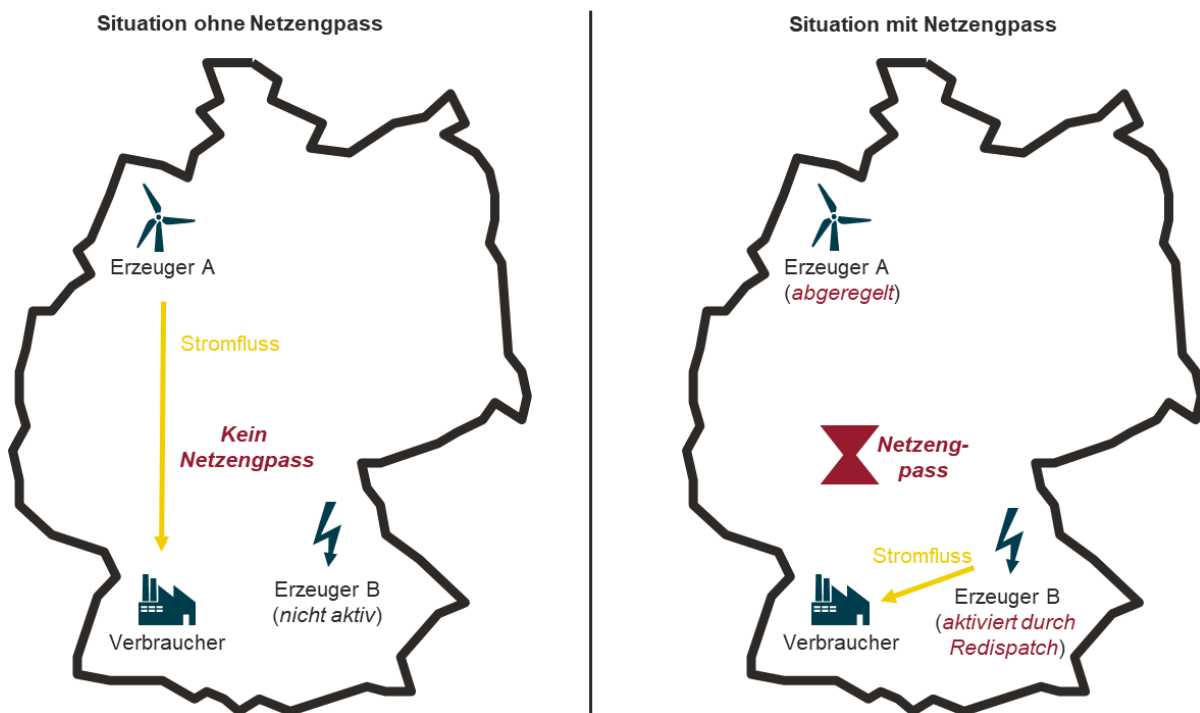
<sup>3</sup> Bis Oktober 2021 galten separate Bestimmungen zur Abregelung von EE- und KWK-Anlagen, welche als Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichnet wurden. Diese Regelungen sind mit dem Redispatch 2.0 zum 01.10.2021 entfallen. Die vorrangberechtigte Erzeugung ist seit dem 01.10.2021 bei den Auswahlentscheidungen für Redispatch-Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG unmittelbar mit zu berücksichtigen.

## ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

- Die ÜNB müssen hinter dem Engpass ein (i.d.R. mit fossilen Brennstoffen betriebenes konventionelles) Kraftwerk hochfahren lassen, um die Strombilanz auszugleichen, da der abgeregelte EE-Strom bereits gekauft wurde und hinter dem Engpass aus dem Netz ausgespeist und verbraucht wird.

Abbildung 1 zeigt eine schematische Übersicht einer Situation ohne Netzengpass sowie eine Situation, in welcher ein drohender Netzengpass durch Redispatch nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG aufgelöst wird.

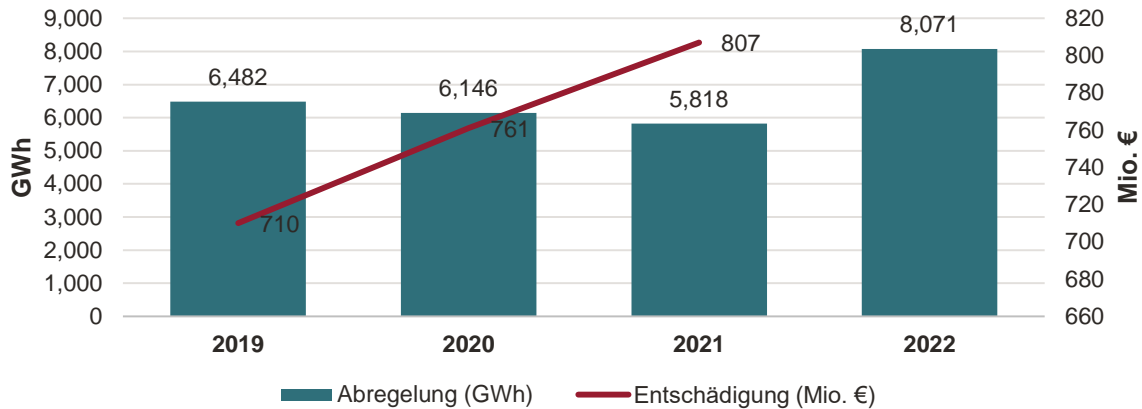
**Abbildung 1** Schematische Übersicht einer Situation ohne Netzengpass und einer Situation mit Netzengpass und Redispatch nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der deutschlandweiten EE-Abregelungsmengen und Kompensationszahlungen für die entgangene Marktprämie für den Zeitraum 2019-2022 dar.

**Abbildung 2** Entwicklung der EE-Abregelungsstrome und Entschädigungszahlungen für EE-Anlagenbetreiber



Quelle: Frontier Economics basierend auf BNetzA / BKartA, Monitoring Bericht 2023, Tabelle 41

Hinweis: Für das Jahr 2022 liegt noch keine Schätzung der Entschädigungszahlen vor

## 2.2 Funktionsweise von Nutzen statt Abregeln

NsA gemäß §13k bedeutet im Wesentlichen, dass die verfügbare EE-Anlage im Engpassgebiet nicht wie oben dargestellt im Rahmen von Redispatch abgeregelt wird, sondern dass der EE-Strom im Engpassgebiet anderweitig genutzt wird. Die grundsätzliche Funktionsweise ist folgendermaßen:

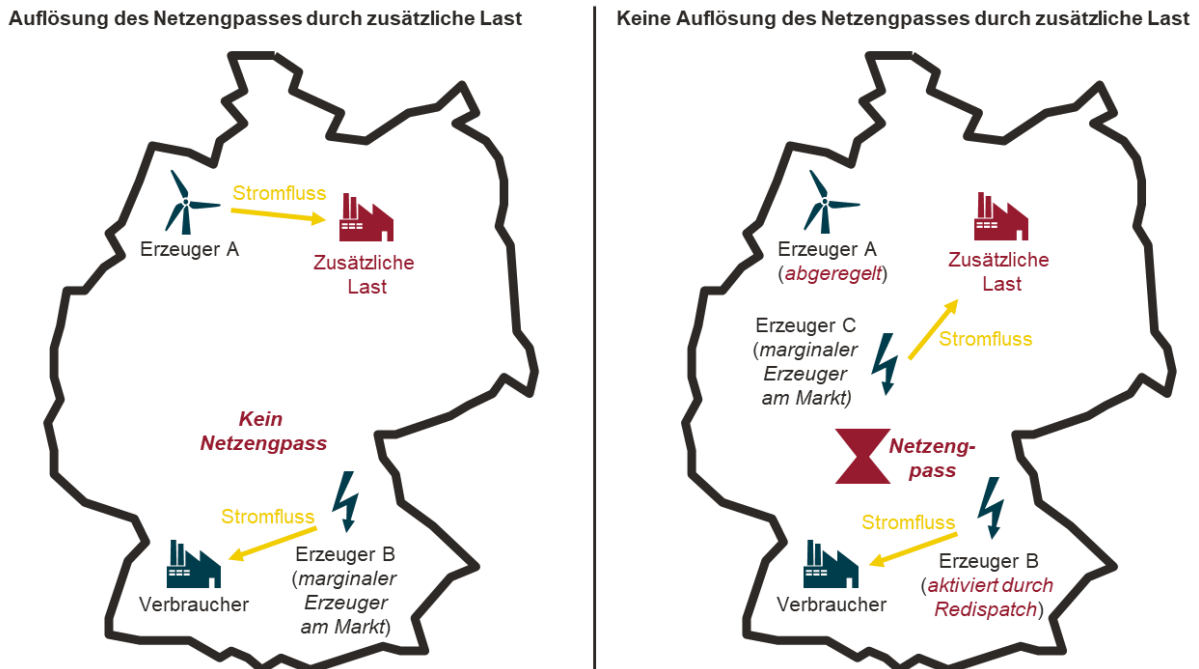
- Die EE-Anlage produziert gemäß ihrer Verfügbarkeit Strom und erhält dafür den Marktpreis (über den Verkauf am Markt) und die EEG-Marktprämie (vom Netzbetreiber, finanziert über das EEG-Konto).
- Die im Rahmen von Redispatch ansonsten abgeregelt EE-Menge wird als „Prognosestrommenge“ berechtigten Teilnehmern im Engpassgebiet zugeteilt.
- Die Teilnehmer beschaffen die ihnen zugeteilten Prognosestrommenge selbst am Markt. Im Gegenzug erhalten sie von den ÜNB einen Ausgleich dieser Strombeschaffungskosten, reduziert um den von den ÜNB definierten „13k-Preis“, den sie also effektiv für die zugeteilte Prognosestrommenge zu tragen haben. Zudem ist eine Kompensation von „Stromnebenkosten“ (SNK) vorgesehen (siehe für Details des ÜNB-Vergütungskonzeptes Kapitel 4).
- Da der vor dem Engpass produzierte EE-Strom allerdings von Stromabnehmern hinter dem Engpass gekauft wurde und dort aus dem Netz ausgespeist und verbraucht wird, müssen weiterhin entsprechende Kraftwerkskapazitäten hinter dem Engpass hochgefahren werden. Laut Angaben der ÜNB rechnen diese damit, dass die marktliche Ausgleichsbeschaffung der 13k-Teilnehmer, denen Prognosestrommengen zugeteilt werden, dazu führt, dass in der Regel die Stromerzeugung hinter dem Netzengpass (d.h.

in der Regel in Süddeutschland bzw. im Ausland) entsprechend der Prognosestrommengen erhöht wird, und somit keine weiteren positiven Redispatch-Maßnahmen notwendig sind. Wie in Abschnitt 1.2 erläutert, folgen wir in diesem Gutachten dieser Annahme, und abstrahieren von der Möglichkeit, dass es trotz der Ausgleichsbeschaffung weiterhin zu Redispatch-Bedarf kommen könnte und entsprechend zusätzliche Kosten für den verbleibenden Redispatch-Bedarf anfallen würden.

Abbildung 3 zeigt eine schematische Übersicht einer Situation in welcher

- ein **Netzengpass** durch Zuteilung von 13k-Prognosestrommengen an zuschaltbare Lasten im Netzengpassgebiet bei gleichzeitiger marktlicher Ausgleichsbeschaffung von Strom durch berechnete Teilnehmer hinter dem Netzengpass **aufgelöst** wird (linke Seite); sowie
- ein **Netzengpass** durch Zuteilung von 13k-Prognosestrommengen an zuschaltbare Lasten im Netzengpassgebiet bei gleichzeitiger marktlicher Ausgleichsbeschaffung von Strom **nicht aufgelöst** werden kann, weil sich das im Rahmen der Ausgleichsbeschaffung hochgefahrte Erzeugungsanlage „zufällig“ vor dem Netzengpass befindet (rechte Seite Seite). In diesem Fall wäre zusätzlich zu NsA auch Redispatch erforderlich. **Im Folgenden gehen wir im Rahmen der Bewertung des ÜNB-Vergütungskonzeptes gemäß der Erwartung der ÜNB davon aus, dass eine solche Situation nicht eintritt.**

**Abbildung 3** Schematische Übersicht einer Situation ohne Netzengpass und einer Situation mit Netzengpass und Redispatch nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG, unter Berücksichtigung von NsA nach §13k



Quelle: Frontier Economics

Wir weisen darauf hin, dass durch die Ausgleichsbeschaffung über den Markt das Strompreisniveau im Großhandel (voraussichtlich marginal) steigen kann, was zu einer Umverteilung zwischen Stromnachfragern und Stromerzeugern führt.

### 2.3 Vergleich zwischen Abregelung und NsA

Tabelle 1 stellt die EE-Abregelung im Rahmen von Redispatch gemäß nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG und NsA gemäß §13k EnWG gegenüber.

**Tabelle 1** Vergleich von Abregelung und NsA

	EE-Abregelung (Status quo)	NsA (Neuregelung §13k EnWG)
<b>Betrieb EE-Anlage</b>	keine Erzeugung	EE-Erzeugung erfolgt und wird von berechtigten Teilnehmern verbraucht

	EE-Abregelung (Status quo)	NsA (Neuregelung §13k EnWG)
Zahlung an EE-Betreiber	Strompreis + Marktprämie (finanziert über Netzentgelte im Rahmen von Redispatch)	Strompreis + Marktprämie (finanziert über Haushaltsmittel im Rahmen des EEG-Kontos)
Zahlung von ÜNB an berechtigten Teilnehmer	-	(Strompreis – 13k-Preis) + SNK-Kompensation
Ausgleich (hinter dem Engpass)	Positiver Redispatch (durch ÜNB)	Ausgleichsbeschaffung Markt (durch berechnigte Teilnehmer) *
Kosten für berechnigte Teilnehmer (Strom)	-	13k-Preis – SNK- Kompensation
Kosten für ÜNB	Kosten positiver Redispatch (Strompreis + Mehrkosten von Redispatch), Kosten für finanziellen Ausgleich bei negativem Redispatch (Marktprämie)	(DA-Preis – 13k-Preis) + SNK-Kompensation

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: \*) Laut Angaben der ÜNB sind keine weiteren positiven Redispatchmaßnahmen notwendig.

## 2.4 Ökonomisch relevante Festlegungen des §13k

Für NsA sind zwei wesentliche ökonomische Festlegungen zu treffen:

**Welche Akteure dürfen am NsA-Verfahren teilnehmen?** – Der Kreis der berechtigten Teilnehmer an NsA werden in Absatz 3 Satz 1 „auf Betreiber von registrierten zusätzlich zuschaltbaren Lasten in Entlastungsregionen (Entlastungsanlagen) oder Aggregatoren solcher Anlagen“ eingegrenzt. Die Definition der Zusätzlichkeit der Lasten, und damit die genaue Eingrenzung des Teilnehmerkreises obliegt der BNetzA und wird erst zum 1. Juli 2024 erfolgen – siehe Absatz 3 Satz 3.<sup>4</sup> Umfang und Zusammensetzung des **Teilnehmerkreises** und deren Einfluss auf die mögliche Verringerung der

<sup>4</sup> Hierzu führt die Gesetzesbegründung aus: „Darüber hinaus normiert § 13k in Absatz 3 Kriterien zur Auswahl der berechtigten Teilnehmer. Entscheidend ist dabei, dass es sich bei den berechtigten Teilnehmern um operativ oder investiv zusätzliche Verbrauchsanlagen handelt. Diese sollen über eine flexible Fahrweise verfügen. Für operativ zusätzliche Lasten ist dies eine logische technische Bedingung. Für investiv zusätzliche Lasten gilt sie, damit ihr Betrieb auch zukünftig zur Effizienz des Stromversorgungssystems beitragen kann. Durch die Auswahl und Spezifizierung der Kriterien soll die Gefahr von Mitnahmeeffekten minimiert werden. Ohne eine Absicherung der Zusätzlichkeit der Last drohen andernfalls Mitnahmeeffekte ohne Verringerung der Erneuerbaren-Abregelung.“, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009187.pdf>, S. 146.



Abregelungsstrommengen sowie den gesamtwirtschaftlichen Nutzen von NsA ist **nicht Teil dieses Gutachtens** (siehe unsere Auftragsbeschreibung in Abschnitt 1.2).

Auf Basis von Informationen seitens der ÜNB und der BNetzA gehen wir jedoch davon aus, dass die Zusätzlichkeitskriterien so gestaltet sein werden, dass der Teilnehmerkreis insbesondere aus zwei Gruppen bestehen wird: Elektrolyseure und elektrische Heizanlagen („Power-to-Heat“-Anlagen, kurz ‚PtH‘-Anlagen), insbesondere Anlagen mit einem Fuel-Switch – z.B. von Erdgas zu Strom).

- **Wie werden die Prognosestrommengen zugeteilt und vergütet?** – Der §13k sieht für die Allokation und Vergütung der zugeteilten Prognosestrommengen die Umsetzung täglicher wettbewerblicher Ausschreibungen vor – siehe Absatz 2 Satz 2. Hiervon abweichend wird den ÜNB jedoch die Möglichkeit eingeräumt, in einer maximal zweijährigen Erprobungsphase die Allokation und Vergütung mittels eines **vereinfachten pauschalitem Zuteilungsverfahren** zu regeln – siehe Absatz 2 Satz 3. Von dieser Möglichkeit machen die ÜNB Gebrauch und das von ihnen vorgelegte **Umsetzungskonzept bezieht sich ausschließlich auf diese Erprobungsphase (01.10.2024 - 30.09.2026)**.

In den folgenden Abschnitten konzentriert sich das Gutachten auf das Vergütungskonzept, das durch die ÜNB für die Erprobungsphase festgelegt wird.

### 3 Ziele und Bewertungskriterien

In der Umsetzung von NsA müssen sich die ÜNB an den entsprechenden Vorgaben in §13k orientieren. Auf die technischen Vorgaben im Gesetz (z.B. zur Abschätzung der Prognosestrommengen oder zur Messung der verbrauchten Strommengen der Entlastungsanlagen) werden wir in diesem Gutachten nicht weiter eingehen, sondern uns auf die im Gesetz genannten ökonomischen Ziele und Festlegungen beschränken.

Im Gesetz werden die nachfolgend genannten Zielsetzungen für NsA genannt. Nach unserem Verständnis sind diese **additiv** zu sehen, **es müssen also alle drei Zielsetzungen erfüllt sein**.

#### 1) Verringerung der Abregelungsstrommengen durch Nutzung zuschaltbarer Lasten

In §13k Abs. 1 EnWG heißt es [Hervorhebung durch Frontier]:

*„Um eine **Reduzierung der Wirkleistungserzeugung** von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des **Erneuerbare-Energien-Gesetzes wegen strombedingter Engpässe zu verringern**, müssen Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung berechtigten Teilnehmern nach Maßgabe der Absätze 2 bis 7 ab dem 1. Oktober 2024 ermöglichen, Strommengen in zusätzlichen zuschaltbaren Lasten zu nutzen.“*

In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt:

*„Die Regelung trägt dazu bei, die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt wird, zu reduzieren. In Situationen mit ansonsten hoher Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien sollen zuschaltbare Lasten eingesetzt werden, um durch zusätzlichen Verbrauch die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verringern“ sowie „Um die energiepolitischen Ziele im Stromsystem zu erreichen, sollte jede Einheit grüner Strom – wenn immer systemisch sinnvoll – verbraucht werden statt ungenutzt zu bleiben. Die Nutzung andernfalls abgeregelter erneuerbarer Energien trägt somit auch zur Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere auch vor Ort, bei.“<sup>5</sup>*

#### 2) Sicherstellung eines gesamtwirtschaftlichen Nutzens

In §13k Abs. 6 Nr. 4 heißt es [Hervorhebung durch Frontier]:

*„Das Konzept enthält mindestens [...] die Bestimmung der Ausschreibungsbedingungen nach Absatz 2 Satz 1, die einen **gesamtwirtschaftlichen Nutzen** und kostensenkenden Effekt der Maßnahme*

<sup>5</sup> <https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009187.pdf>, S. 145f.

*gegenüber Maßnahmen im Sinne des § 13 Absatz 1a Satz 1 sicherstellen sollen, sowie, sofern von der einjährigen<sup>6</sup> Erprobungsphase Gebrauch gemacht wird, nach Absatz 2 Satz 2.“*

Eine weitere Erläuterung findet sich hierzu in der Gesetzesbegründung nach unserem Verständnis nicht.

### 3) Sicherstellung einer Senkung der Redispatch-Kosten

In §13k Abs. 6 Nr. 4 heißt es [Hervorhebung durch Frontier]:

*„Das Konzept enthält mindestens [...] die Bestimmung der Ausschreibungsbedingungen nach Absatz 2 Satz 1, die einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen und **kostensenkenden Effekt der Maßnahme gegenüber Maßnahmen im Sinne des § 13 Absatz 1a Satz 1** sicherstellen sollen, sowie, sofern von der einjährigen<sup>7</sup> Erprobungsphase Gebrauch gemacht wird, nach Absatz 2 Satz 2.“*

Das Gesetz spezifiziert nicht, ob dies aus **volkswirtschaftlicher Sicht oder betriebswirtschaftlicher Sicht** der ÜNB erreicht werden soll. Unterschiede zwischen beiden Sichtweisen betreffen zwei Elemente der 13k-Vergütung:

- Die **Marktprämie** für die EEG-Förderung der Abregelungsanlagen:
  - **Im Status-quo** einer Abregelung im Rahmen von §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. 13a EnWG („Redispatch“) fällt die Marktprämie bei den ÜNB im Rahmen der Kompensation für die Abregelung an und ist entsprechend in den Redispatchkosten der ÜNB enthalten (welche über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher gewälzt werden).
  - **Im Fall von NsA**, in welchem die EE-Anlage ja nicht abgeregelt wird, sondern Strom produziert, erhalten die EE-Anlagenbetreiber die Marktprämie über das EEG-Konto (das seit Juli 2022 nicht mehr über eine Umlage auf Stromverbraucher umgelegt wird, sondern aus dem Klima- und Transformationsfond des Bundes finanziert wird). In einer **betriebswirtschaftlichen** Perspektive aus ÜNB-Sicht kommt es somit zu einer Senkung der Redispatchkosten, die über Netzentgelte auf Letztverbraucher zu wälzen sind. Aus einer **volkswirtschaftlichen** Perspektive sind die Kosten in Bezug auf die Marktprämie jedoch unverändert, denn sie wird sowohl bei Redispatch als auch bei NsA fällig, sie wird nur jeweils aus unterschiedlichen Töpfen bezahlt und von unterschiedlichen Akteuren getragen (Steuerzahler bei NsA vs. Letztverbraucher bei Redispatch).
- **Kompensation von Stromnebenkosten** für 13k-Abnehmer:

---

<sup>6</sup> Nach unserem Verständnis handelt es sich um einen redaktionellen Fehler und sollte dies „zweijährige“ Erprobungsphase heißen, um konsistent zu den Ausführungen in §13k Abs. 2 Satz zu sein.

<sup>7</sup> Nach unserem Verständnis handelt es sich um einen redaktionellen Fehler und sollte dies „zweijährige“ Erprobungsphase heißen, um konsistent zu den Ausführungen in §13k Abs. 2 Satz zu sein.

## ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

- In einer **betriebswirtschaftlichen** Perspektive kann eine hohe Kompensation von Stromnebenkosten im Rahmen von 13k zu einer Situation sinkender Einnahmen (und damit steigender über Netzentgelte zu wälzender Engpassmanagementkosten) führen;
- obwohl aus **volkswirtschaftlicher** Perspektive keine Mehrkosten anfallen.

Auch wenn die Perspektive im Gesetz nicht spezifiziert ist, kann der folgende **Hinweis in der Gesetzesbegründung** so verstanden werden, dass auf eine **betriebswirtschaftliche Sicht abgestellt wird** (und somit eine Senkung der von ÜNB im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen zu leistenden Zahlungen beabsichtigt ist, die über Netzentgelte auf Letztverbraucher umgelegt werden):

„Dies kann dazu beitragen, die Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen zu reduzieren, **die über die Netzentgelte vom Letztverbraucher zu zahlen sind.**“<sup>8</sup>  
[Hervorhebung durch Frontier]

Wir werden in diesem **Gutachten beide Sichtweisen berücksichtigen** und die vorgeschlagenen Vergütungsregeln sowohl in Hinblick auf die resultierenden gesamtwirtschaftlichen als auch auf die betriebswirtschaftlichen Kosten aus Sicht der ÜNB diskutieren.

Es ist zu beachten, dass NsA auch Verteilungswirkungen auslösen kann, welche von der konkreten Umsetzung abhängen werden. Das Gesetz definiert unserem Verständnis nach jedoch keine Ziele bezüglich dieser **Verteilungswirkungen**. Wir werden sie daher in diesem Gutachten lediglich benennen, aber **nicht weiter diskutieren oder bewerten**.

---

<sup>8</sup> <https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009187.pdf>, S. 145.

## 4 Vergütungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber

Das von den ÜNB vorgelegte Konzept für die Erprobungsphase sieht vor, dass die qualifizierten Teilnehmer von NsA die verfügbaren Prognosestrommengen zum vorab festgelegten 13k-Preis erhalten<sup>9</sup> und sie darüber hinaus noch eine (Teil-)Kompensation der SNK erhalten können, welche durch den Bezug der Prognosestrommengen aus dem öffentlichen Stromnetz im Rahmen von NsA anfallen (siehe Abschnitt 2). Falls die Teilnehmer die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen nicht verbrauchen, müssen sie eine Pönale leisten. Die ökonomisch relevanten Parameter des Vergütungskonzeptes sind demnach:

- Höhe des **13k-Preises** (Abschnitt 4.1);
- Höhe der **SNK-Kompensation** (Abschnitt 4.2); und
- **Regeln und Pönale** für (Nicht-)Verbrauch von Prognosestrommengen (Abschnitt 4.3).

Für diese Parameter sieht das Vergütungskonzept der ÜNB folgende Festlegungen vor.

### 4.1 Festlegung des 13k-Preises

Im Folgenden gehen wir auf die Höhe der 13k- Erstattung (der sich aus dem 13k-Preis ergibt) und mögliche Ober- und Untergrenzen ein.

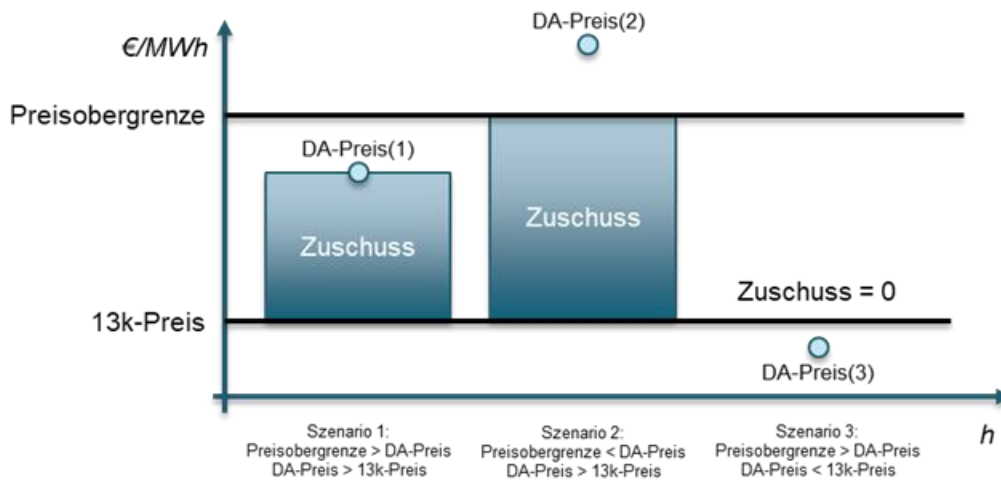
#### Auszahlung als finanzielle 13k-Erstattung

Der 13k-Preis legt das Preisniveau fest, zu dem die Teilnehmer von NsA die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen zugeteilt bekommen. Die Teilnehmer bezahlen jedoch nicht direkt den 13k-Preis, sondern müssen die zugewiesenen Prognosestrommengen selbst beschaffen und erhalten dann von den Netzbetreibern eine „13k-Erstattung“. Dieser entspricht der Differenz zwischen dem gültigen Day-Ahead Preis („DA-Preis“) für die jeweils Lieferstunden und dem festgelegten 13k-Preis. Daher kann, je nach Beschaffungsstrategie der Teilnehmer, ihr tatsächlicher Preis leicht vom 13k-Preis abweichen.

---

<sup>9</sup> Man kann jedoch davon ausgehen, dass der 13k-Preis der relevante Referenzpunkt für die Bildung der Preiserwartung der Teilnehmer sein wird.

Abbildung 4 Von den ÜNB an NsA-Teilnehmer ausgezahlte 13k-Erstattung



Quelle: ÜNB

### Orientierung der Höhe des 13k-Preises an Kosten erdgasbasierter Wärmeerzeugung

Bei der Höhe des 13k-Preises pro MWh wollen sich die ÜNB an den Kosten orientieren, die ein Betreiber erdgasbasierter Wärmeerzeugung hat. Hierbei wird angenommen, dass der Wirkungsgrad der fossil-basierten Wärmeerzeugung vergleichbar ist mit dem Wirkungsgrad elektrischer Heizkessel.

Dieser Zielsetzung folgend, schlagen die ÜNB konkret vor, den 13k-Preis pro MWh so zu setzen, dass er der Summe aus einem Gas-Referenzpreis, dem durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Preis pro MWh (entsprechend BEHG) und den zu erwartenden Gasnetzkosten der Teilnehmer entsprechen. Dies bedeutet, dass die anfallenden Steuern und sonstigen Abgaben einer Gasheizanlage der Einfachheit halber vernachlässigt werden.

Zudem soll ein Abschlag vorgenommen werden, um auch mit Blick auf NsA erst zu errichtenden PtH-Anlagen eine Marge zu ermöglichen und so die Investitionskosten („Capex“) zu amortisieren.

Der 13k-Preis soll für alle Teilnehmer in allen Entlastungsregionen der Gleiche sein.

### Unter- und Obergrenze für die 13k-Erstattung

Des Weiteren sind folgende Grenzen für die 13k-Erstattung vorgesehen:

- **Preisuntergrenze:** Die 13k-Erstattung ist bei nach unten bei 0 €/MWh begrenzt, sodass die Teilnehmer an Tagen mit einem DA-Preis unterhalb des 13k-Preises lediglich den DA-Preis zahlen müssen (nicht jedoch eine Rückzahlung an die ÜNB leisten müssen).

- **Preisobergrenze:** Die 13k-Erstattung soll ebenso nach oben begrenzt werden, indem der maximale DA-Preis, für den die Differenz zum 13k-Preis erstattet wird, festgelegt wird auf Höhe der maximalen spezifischen Kosten der Netzreserve des vorangegangenen Kalenderjahres.<sup>10</sup>

## 4.2 Kompensation des SNK

Ein Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Rahmen des 13k löst für Verbraucher neben den Kosten für die Beschaffung des Stroms an sich weitere Kosten aus, im Folgenden als „Stromnebenkosten“ (SNK) bezeichnet. Hierunter fallen entsprechend der Definition der ÜNB die folgenden Kostenkomponenten:

- Netzentgelte (sowohl Arbeits- als auch Leistungspreis);
- §19 StromNEV-Umlage;
- KWK-Umlage;
- Offshore-Netzumlage;
- Stromsteuer; und
- Ggf. Umsatzsteuer, insb. bei Letztverbrauch.

Das Vergütungskonzept der ÜNB sieht eine Kompensation dieser SNK wie folgt vor:

- **Individuelle Erstattung:** Jeder 13k-Teilnehmer soll die tatsächlich individuell durch 13k-Strombezug anfallenden SNK bis zur maximalen SNK-Obergrenze (siehe unten) erstattet bekommen. Die Höhe dieser Erstattung soll in der Präqualifikation erstmalig festgelegt werden. Sie fällt in Abhängigkeit der ohne Erstattung zu zahlenden SNK unterschiedlich aus. Beispielsweise variiert die Höhe in Abhängigkeit der Netzebene des Netzanschlusses, zudem sind Elektrolyseure bereits in der Ausgangslage (unter bestimmten Bedingungen) von Netzentgelten befreit, PtH-Anlagen jedoch nicht.
- **Jährliche Anpassung:** Um die zeitlichen Veränderungen der Netzentgelttarife, Umlagen und Steuern angemessen zu reflektieren, soll die Höhe der SNK-Kompensation jährlich angepasst werden.
- **„Best-Abrechnung“:** Falls der Spotmarktpreis unterhalb des Niveaus des 13k-Preises fällt, soll die Kompensation der SNK um die Differenz zwischen 13k-Preis und Spotmarktpreis gekürzt werden.
- **SNK-Obergrenze:** Die Höhe der SNK-Kompensation soll wie folgt nach oben begrenzt werden:

$$\text{SNK-Kompensation} \leq \emptyset \text{ (Kosten von positivem Redispatch – DA-Preis)} \\ + \emptyset \text{ (Marktprämie)} + 13\text{k-Preis,}$$

wobei die beiden ersten Terme wie folgt gebildet werden:

<sup>10</sup> Nach Informationen der ÜNB wäre dieser Wert basierend auf Daten für 2023 aktuell ca. 480€/MWh.



- **Kosten von positiven Redispatch – DA-Preis:** Die ÜNB beabsichtigen basierend auf historischen Daten zu bestimmen, um welchen Faktor die Kosten für positiven Redispatch im Durchschnitt größer sind als die DA-Preise in ÜNB-bedingten EE-Abregelungsstunden (z.B. 75%). Dieser Faktor soll dann auf die Futures-Preise für die kommenden Monate angewendet werden, um einen Erwartungswert für die Differenz zwischen den Kosten des positiven Redispatch und dem DA-Preises in dem jeweiligen Monat zu erhalten. Dieser Wert soll dann den ersten Term der Obergrenze für die SNK-Kompensation in den jeweiligen Monaten darstellen. Diese Festsetzung soll separat für die Zeiträume Oktober 2024 bis Dezember 2024, Januar bis Dezember 2025 und Januar bis September 2026 getroffen werden. Der relevante Faktor soll für diese Zeiträume jeweils basierend auf den Daten des Vorjahres ermittelt werden. Die jeweils relevanten Monats-Futures für die Zeiträume sollen mit zeitlichem Vorlauf auf Basis der relevanten EEX-Future Base festgelegt werden.
- **Marktpremie:** Die durchschnittliche Marktpremie, die den zweiten Term der Obergrenze der SNK-Kompensation darstellt, soll für die genannten Zeiträume separat mit Vorlauf bestimmt werden. Für diese Zeiträume soll jeweils die durchschnittliche Marktpremie als gewichteter Mittelwert aus den durchschnittlichen Marktpremien für Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV auf Freiflächen ermittelt werden, wobei die Gewichtung durch die prozentualen Anteile der Technologien an den erwarteten Abregelungsstrommengen gegeben ist, entsprechend der „Bedarfsanalyse“)“ der ÜNB. Die durchschnittlichen Marktpremien je Technologie sollen bestimmt werden als Differenz der durchschnittlichen anzulegenden Werte für die Technologie im jeweiligen Zeitraum<sup>11</sup> und den erwarteten Marktwerten der Technologien im jeweiligen Zeitraum. Letztere sollen abgeschätzt werden durch das Produkt zwischen den durchschnittlichen Marktwertfaktoren der jeweiligen Technologien aus den letzten drei vorangegangenen Kalenderjahren und dem arithmetischen Mittel der EEX German Power Base Month Futures.
- **Erstattung des Leistungspreises der Netzentgelte:** 13k-Teilnehmern soll auch der Leistungspreis der Netzentgelte (anteilig) erstattet werden:
  - **Messung:** Der Anstieg der Leistung soll durch einen Vergleich zwischen der beanspruchten Leistung in Zeiträumen mit Stromverbrauch im Rahmen von NsA und der maximal beanspruchten Leistung in den sonstigen Zeiträumen bestimmt werden.
  - **Sicherstellung der Einhaltung der Obergrenze der SNK-Kompensation:** Der LP soll nur so lange kompensiert werden, wie die insgesamt erstattete Kompensation die oben genannte SNK-Obergrenze nicht überschreitet. Um dies zu gewährleisten, ohne dass für potentielle Teilnehmer eine Unsicherheit bezüglich der erwartbaren Kompensation des Leistungspreises entsteht, planen die ÜNB wie folgt vorzugehen:
    - Die Kompensation soll in den drei oben genannten Zeiträumen gewährt werden: Oktober bis Dezember 2024, Januar bis Dezember 2025 und Januar bis September 2026. Für jeden dieser Zeiträume wollen die ÜNB für alle Teilnehmer

<sup>11</sup> Auf Basis der „Mittelfristprognose“, aktuelle Referenz: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen>.



eine Abschätzung der zu erwartenden Betriebsstunden im Rahmen von NsA vornehmen. Darauf basierend wollen sie für jeden Teilnehmer abschätzen welcher Anteil der Kosten für einen erhöhten Leistungspreis der Netzentgelte, welcher durch die Teilnahme an NsA verursacht wurde, noch kompensiert werden kann, ohne dass diese Kompensation (verteilt über die 13k-Betriebsstunden) zusammen mit der Kompensation der variablen SNK die Obergrenze für die SNK-Kompensation überschreiten würde.

- Dieser Anteil der Kosten für einen erhöhten Leistungspreis soll dann den Teilnehmern als gesicherte Kompensation angeboten werden, solange sie eine (vorher kommunizierte) Mindestanzahl an Stunden in dem relevanten Zeitraum für NsA verfügbar sind und wenn sie in allen Monaten des Zeitraums auch tatsächlich an NsA teilnehmen. Falls sie an weniger Monaten teilnehmen, wird die Kompensation proportional um den Anteil der nicht-teilgenommenen Monate gekürzt.
- Basierend auf diesem Angebot für die Kompensation des Leistungspreises können die potentiellen Teilnehmer dann entscheiden, ob sie tatsächlich an NsA teilnehmen wollen. Falls sie dies tun und die Mindestverfügbarkeit einhalten, erhalten sie die Kompensation der Kosten für einen erhöhten Leistungspreis der Netzentgelte, welcher durch die Teilnahme an NsA verursacht wurde, am Ende des Jahres ausgezahlt.

### 4.3 Regeln und Pönale für (Nicht-)Abnahme von Prognosestrommengen

Das Umsetzungskonzept der ÜNB spezifiziert zum einen die Regeln, nach denen die Teilnehmer ihre Verfügbarkeit für die Abnahme von Strom anmelden müssen und es legt zum andern die Pönale fest, die die Teilnehmer zahlen müssen, wenn sie die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen nicht verbrauchen:

- **Anforderungen an die Verfügbarkeit:** Im ersten Schritt müssen die Anlagenbetreiber im Rahmen der Präqualifikation und im Rahmenvertrag Angaben zu ihrer erwartbaren Verfügbarkeit machen, welche zur grundsätzlichen Beurteilung der Teilnahmeeignung genutzt wird. Im Falle einer Teilnahme müssen die Betreiber dann täglich ihre aktuelle Verfügbarkeit melden. Auf deren Basis können den Teilnehmern dann für jeden Tag die jeweiligen Prognosestrommengen zugeteilt werden. Es ist zu beachten, dass die Meldung der grundsätzlich zu erwartenden Verfügbarkeit nach der anfänglichen Präqualifikation nochmal angepasst werden kann, was mit einer Neubewertung der Teilnahme einher geht. Insbesondere ist es den Teilnehmern jederzeit gestattet durch ordentliche Kündigung des Rahmenvertrages aus dem 13k-Verfahren auszutreten.
- **Pönale bei Nicht-Verbrauch:** Im Fall einer Abweichung zwischen zugeteilter Prognosestrommenge und tatsächlichem Verbrauch soll wie folgt pönalisiert werden:
  - Im Fall, dass mehr Strom verbraucht wird als zugeteilt wurde, ist keine explizite Pönale vorgesehen. Allerdings erhalten Teilnehmer für den Verbrauch, der die

zugeteilte Prognosestrommenge übersteigt, keine 13k-Erstattung und keine SNK-Kompensation.<sup>12</sup>

- Im Fall, dass weniger Strom verbraucht wurde als zugeteilt, wird einerseits die 13k-Erstattung und die SNK-Kompensation nur für die tatsächliche verbrauchte Strommenge gezahlt und andererseits müssen die Teilnehmer explizite Pönale zahlen, die durch folgende Formel gegeben sind:

$$\max(\text{ID-AEP-Preis} - \text{DA-Preis}; 0).$$

mit

- ID-AEP-Preis: Der Intraday-Preisindex ID-AEP berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland.
  - DA-Preis: Day-ahead-Preis an der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg.
- **An- und Abfahrtsrampen:** Teilnehmer, die im Rahmen ihrer Präqualifikation die technische Notwendigkeit von An- und Abfahrtsrampen überzeugend dargelegt haben und denen dann für einen gewissen Zeitraum Prognosestrommengen zugeteilt werden, können auch in einem 15-Minuten-Zeitfenster vor und nach Zuteilungszeitraum Strom zu den Konditionen von NsA beschaffen und nutzen.

Abbildung 5 stellt die Wirkung der Pönale anhand eines von den ÜNB bereitgestellten Beispiels (mit alternativem Verkauf der Ausgleichsstrommenge am Intraday-Markt) dar.

---

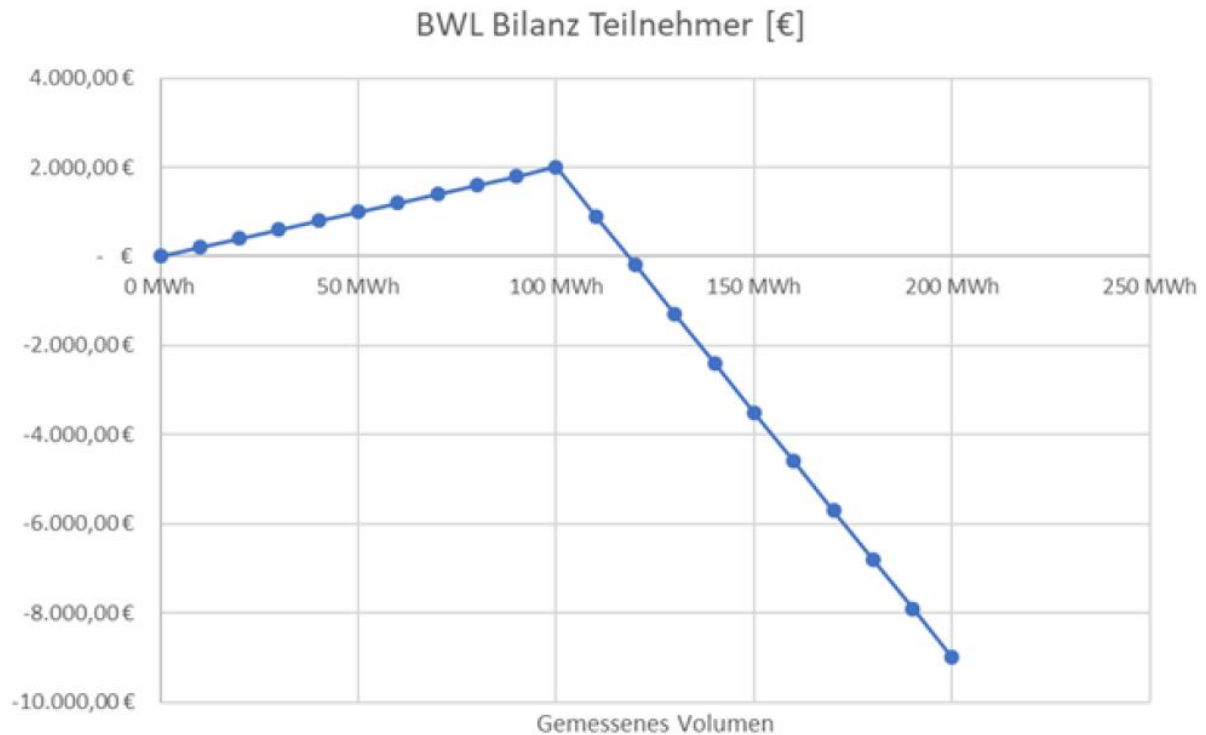
<sup>12</sup> Konkret bedeutet dies, dass die 13k-Erstattung durch folgende Formel gegeben ist:

$$\min(\text{zugeteiltes Volumen}; \text{gemessener Verbrauch}) * \max(\text{DA-Preis} - \text{13k-Preis}; 0).$$

Und es bedeutet, dass die Kompensation der variablen SNK durch folgende Formel gegeben ist:

$$\min(\text{zugeteiltes Volumen}; \text{gemessener Verbrauch}) * \min(\text{variable SNK}, \text{SNK-Obergrenze}).$$

Abbildung 5 Verlauf der Pönale in Abhängigkeit der Abweichung zwischen zugeteilter Prognosestrommenge und tatsächlichem Bezug



Quelle: ÜNB

Ann.: DA-Preis 70 €/MWh  
 13k-Preis: 30 €/MWh  
 Erlös durch Stromverbrauch: 50€/MWh  
 Variable SNK: 90 €/MWh  
 ID-AEP: 150 €/MWh  
 Zugeteiltes Volumen: 100 MWh

## 5 Ökonomische Bewertung der Vergütungsregeln

In diesem Abschnitt diskutieren wir die ökonomisch relevanten Parameter des in Abschnitt 4 beschriebenen ÜNB-Vergütungskonzeptes und bewerten dieses in Hinblick auf die in Abschnitt 3 dargelegten Ziele des §13k. Wir folgen der in Abschnitt 4 dargestellten zentralen Festlegungen des Vergütungskonzeptes:

- Höhe des **13k-Preises** (Abschnitt 5.1);
- Höhe der **SNK-Kompensation** (Abschnitt 5.2); und
- **Regeln und Pönale** für (Nicht-)Verbrauch von Prognosestrommengen (Abschnitt 5.3).

Die SNK-Kompensation stellt **im Wesentlichen eine Umverteilung** der Kosten für die Netzinfrastruktur zwischen verschiedenen Netznutzern dar, erhöht jedoch nicht die gesamtwirtschaftlichen Kosten. In der Bewertung des 13k-Preises und der Höhe der SNK-Kompensation werden wir daher zuerst die Höhe des 13k-Preises aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive diskutieren. In einem zweiten Schritt werden wir dann die Höhe der SNK-Kompensation vor dem Ziel diskutieren, dass sich die „betriebswirtschaftlichen Kosten“ im Rahmen des Engpassmanagement aus Sicht der ÜNB nicht erhöhen.

## 5.1 Festlegung des 13k-Preises

### Zusammenfassende Einschätzung zur Festlegung des 13k-Preises

Bei der Bewertung der Höhe des 13k-Preises ist ein **Trade-off zwischen den drei im EnWG genannten Zielen** zu berücksichtigen:

- Um das Ziel einer **Verringerung der EE-Abregelungsmengen** zu erreichen, sollte der **13k-Preis möglichst gering** ausfallen, um vor dem Hintergrund der restriktiven regulatorischen Rahmenbedingungen (Zusätzlichkeitskriterien in §13k Abs. 3 EnWG) einen Teilnehmerkreis für die Erprobungsphase zu ermöglichen.
  - Solange der **13k-Preis positiv ist**, wird gewährleistet, dass die Abnehmer nur teilnehmen, wenn sie durch den Bezug des Stroms eine Wertschöpfung bzw. einen Nutzen erzielen, wodurch der **gesamtwirtschaftliche Nutzen insgesamt steigt**.
  - Um die **Kosten des Engpassmanagements aus betriebswirtschaftlicher Sicht der ÜNB zu reduzieren**, kann ein **13k-Preis größer null** gesetzt werden, wobei der Preis jedoch so gering sein sollte, dass er selbst für einen potentiellen Teilnehmer mit geringem Nutzen aus dem 13k-Stromverbrauch attraktiv bleibt.
- ⇒ **Die im ÜNB-Vergütungskonzept angedachte Ableitung des 13k-Preises aus den Kosten einer effizienten Erdgasheizung genügt diesen Kriterien und stellt somit eine geeignete Regel zur Festsetzung des 13k-Preises dar.**

Dies sei im Folgenden erläutert.

### Grundsätzliche Überlegungen zur Höhe des 13k-Preises als wesentliche Steuerungsgröße

Bezüglich der Höhe des 13k-Preises kann zwischen drei verschiedenen Optionen unterschieden werden, die unterschiedliche Effekte auf die 13k-Ziele haben (Tabelle 2). Der 13k-Preis sollte so gesetzt werden, dass er **so niedrig** ist, dass er unter dem geringsten Nutzen von potenziellen Verbrauchern von 13k-Strom liegt (marginaler Teilnehmer).

Tabelle 2 Auswirkung 13k-Preis auf Zielerreichung

Höhe 13-k-Preises	Verringerung der EE-Abregelung	Gesamtwirtschaftlicher Nutzen	Senkung der BWL-Redispatch-Kosten
< 0 €/MWh	starker Anreiz <b>++</b>	Ggf. Nutzenverlust [abh. von Höhe] <b>o/-</b>	Ggf. Kostenanstieg [abh. von Höhe] <b>o/-</b>
= 0 €/MWh	Anreiz <b>+</b>	Anstieg <b>++</b>	Kostensenkung <b>+</b>
> 0 €/MWh	reduzierter Anreiz [abh. von Höhe] <b>+/o</b>	Anstieg [abh. von Höhe] <b>+/o</b>	Deutliche Kostensenkung <b>++</b>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: + = trägt zum Ziel bei, o = trägt nicht zum Ziel bei, - = wirkt Ziel entgegen

Im Detail:

- **13k-Preis < 0 €/MWh:** Bei einem negativen 13k-Preis beschaffen die qualifizierten Teilnehmer den Strom nicht nur vergünstigt, sondern erhalten sogar noch einen finanziellen Zuschuss von den ÜNB für den Verbrauch. Dies würde dazu führen, dass die vermiedene Abregelungsmenge stark verringert würde, da Teilnehmer von NsA sogar dann einen Anreiz hätten den Strom zu verbrauchen, wenn ihr privater Nutzen davon negativ wäre (bspw. Mehrkosten einer strombetriebenen Wärmequelle). Eine solche Preissetzung könnte jedoch dazu führen, dass sich der gesamtwirtschaftliche Nutzen verringert, da auch Abnehmer mit negativem privatem Nutzen angereizt würden, Strom zu verbrauchen. Zudem würden die Redispatchkosten der ÜNB steigen, wenn die Zuzahlung für die Stromabnahme die Einsparungen durch vermiedenen positiven Redispatch (und aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Marktprämie) übersteigen.
- **13k-Preis = 0 €/MWh:** Im Fall eines 13k-Preis von (nahe) Null beschaffen die qualifizierten Abnehmer den Strom quasi kostenlos. Dies würde dazu führen, dass jeder Teilnehmer von NsA einen Anreiz hätte den überschüssigen Strom abzunehmen, solange der private Nutzen positiv ist (d.h. bspw. Die Investitionskosten in eine neue PtH-Anlage die eingesparten fossilen Brennstoffkosten übersteigt oder im Fall eines Elektrolyseurs ein positiver Preis für grünen Wasserstoff erzielt werden kann). Ein Preis von 0 €/MWh würde den gesamtwirtschaftlichen Nutzen tendenziell maximieren (hierbei sind jedoch noch die Stromnebenkosten zu beachten, siehe Abschnitt 5.2). Die Verringerung der Redispatchkosten wären jedoch beschränkt, da die ÜNB keine Zahlung für die Abnahme der Abregelungsstrommengen erhielten.
- **13k-Preis > 0 €/MWh:** Durch einen positiven Preis für den überschüssigen Strom können die Redispatchkosten verringert werden, da die ÜNB eine Zahlung für die Abnahme des Stroms erhalten. Dies verteuert jedoch NsA und verringert damit den Anreiz, EE-Abregelung zu vermeiden (in einem Umfeld, in dem von einem Überschussangebot ausgegangen wird, siehe Prämisse in Abschnitt 1.2). Dadurch verringert sich der volkswirtschaftliche Nutzen, da effizienter Stromverbrauch bei einem Preis von 0 €/MWh

## ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

verhindert wird. Diese Gefahr kann jedoch durch eine angemessene Parametrierung verringert werden (d.h. dass der Preis nur so hoch gesetzt wird, dass effiziente Nutzungsmöglichkeiten noch realisiert werden, siehe hierzu unten).

Die ÜNB erwarten, dass die Zusätzlichkeitskriterien seitens der BNetzA insbesondere Elektrolyseure und Wärmelasten, die fossile Energieträger ersetzen, für die Stromzuteilung nach §13k EnWG zulassen wird. Für den **Nutzen aus NsA** gelten für diese Abnehmergruppen folgende Überlegungen:

- **Elektrolyseure** haben insofern einen potentiellen Nutzen aus dem Bezug von Strom nach §13k EnWG, dass sie einen geringeren Preis für den Verbrauch von Strom zahlen als sie durch den Verkauf von mit Stromeinsatz erzeugten Wasserstoff am Markt Erlösen können. Der Netto-Nutzen von NsA ist *ceteris paribus* positiv, solange der erzielbare Preis für grünen Wasserstoff unter den 13k-Stromkosten liegt. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 0,7 und aktuellen Preise für grünen Wasserstoff von über 100 €/MWh sollte ein positiver Nutzen bei einem 13k-Preis von 70 €/MWh oder niedriger gegeben sein.<sup>13</sup>
- Für Betreiber von **elektrischen Wärmelasten**, die fossile Energieträger ersetzen, besteht der potentielle Nutzen aus dem Bezug von Strom nach §13k darin, dass sie die Kosten für den Verbrauch der fossilen Energieträger (inklusive anfallender Nebenkosten wie z.B. Gasnetzentgelten) einsparen.

### Konkrete Festsetzung des 13k-Preises > 0 €/MWh

Wie oben beschrieben sollte der 13k-Preis auf Basis des marginalen Teilnehmers (mit dem geringsten Nutzen durch NsA) orientieren. Aus unserer Erfahrung ist hierfür eine **effiziente Erdgasheizung eines Gewerbe- oder Industriekunden als Referenzwert** geeignet, da diese Anlagen Gas zu großhandelsnahen Konditionen beziehen<sup>14</sup> und damit geringere vermiedene Brennstoffkosten aufweisen als Kleinverbraucher.

Die vermiedenen Kosten einer Gasheizung als Referenzwert hängen von folgenden Faktoren ab, welche in der Setzung des 13k-Preise reflektiert werden sollten (Tabelle 3):

---

<sup>13</sup> HYDEX GREEN<sup>®</sup> im Zeitraum 01.01.2024-19.03.2024 bei ca. 126 €/MWh<sub>th</sub>, siehe <https://www.energategate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hydex-wasserstoff-index>. Wir gehen dabei davon aus, dass der Bezug von EE-Abregelungsmengen gem. delegiertem Rechtsakt der EU-Kommission als erneuerbar (bzw. „grün“) anerkannt wird.

<sup>14</sup> Große Gasabnehmer bezahlen in der Regel einen deutlich geringeren Gaspreis als Kleinkunden (wie private Haushalte). Für April 2022 lag bspw. der durchschnittliche Gaspreis für einen Industriekunden (116 GWh Jahresbezug) bei 7,75 ct/kWh, für Haushalte bei 14,8 ct/kWh. Siehe BNetzA / BKartA, Monitoring Bericht 2023, Tabelle 94 und 96. Ein geringer vermiedener Gaspreis bedeutet einen geringeren Nutzen aus NsA und ist damit für die Bestimmung des marginalen Teilnehmers relevant.

**Tabelle 3    NsA-Nutzen einer marginalen PtH-Anlage (indikativ)**

Kostenkomponente	Indikation für Wert
Kosten der Gasbeschaffung (großhandelsnah)	~40 €/MWh <sub>th</sub> <sup>15</sup>
Gasnebenkosten (Netzentgelte, Steuern, etc.)	~10 €/MWh <sub>th</sub> <sup>16</sup>
CO2-Abgabe	~ 10 €/MWh <sub>th</sub> <sup>17</sup>
Wirkungsgrad der Anlage	100% (Annahme: effiziente Gastherme)
<b>Vermiedene Wärmekosten (strompreisäquivalent*)</b>	<b>~ 60 €/MWh<sub>el</sub></b>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: \*) Der Wirkungsgrad der Gasheizanlage ist hierbei in Relation zu setzen zum Wirkungsgrad der elektrisch betriebenen Heizanlage, die die Gasheizanlage ersetzen soll. Das heißt der 13k-Preis muss so gesetzt sein, dass die Erzeugung von 1 MWh Wärmeenergie mittels der elektrisch betriebenen Heizanlage günstiger ist als die Erzeugung von 1 MWh mittels der Gasheizanlage.

Da derartige Abschätzungen der alternativen Kosten der Wärmelasten naturgemäß grob sind, sich die tatsächlichen Beschaffungskosten zwischen den einzelnen Verbrauchern unterscheiden können und sich über die Zeit ändern können, wäre es sinnvoll einen „Sicherheitsabschlag“ vorzunehmen und den 13k-Preis niedriger anzusetzen. Um die Erprobung der Maßnahme nicht zu gefährden und da ein Überhangangebot erwartet wird wäre anfänglich ein größerer Abschlag zu empfehlen. Bei einem Abschlag in Höhe von 50% bis 1/3 anwendet, ergibt sich ein **13k-Preis im Bereich von 30-40 €/MWh** als angemessener, konservativer Startwert.

Ein Preisabschlag auf den 13k-Preis würde es zudem erlauben, dass neue PtH-Anlagen, die mit Blick auf NsA errichtet werden, eine angemessene Marge erzielen können, um die Investitionskosten („Capex“) im Fall der Errichtung neuer Anlagen wie z.B. Heizstäben zu amortisieren (was volkswirtschaftlich wünschenswert ist, da es Investitionen in effiziente Anlagen ermöglicht).

<sup>15</sup> Die OTC Gas-Futures für den Winter 2024 (THE) liegen momentan bei ca. 30 €/MWh (zuzüglich Beschaffungs-/Strukturierungskosten und Marge von ca. 10 €/MWh).

<sup>16</sup> Preisniveau am 1. April 2023 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr (siehe BNetzA / BKartA, Monitoring Bericht 2023, Tabelle 94. Bei günstigen Netzbetreibern betragen die Netzentgelte für mittelständische Sondervertragskunden nur 0,33 ct/kWh (zuzügl. Steuern) <https://www.energate-messenger.de/news/242041/stabile-netzentgelte-fuer-gewerbekunden>.

<sup>17</sup> In 2024 liegt der CO2-Preis im Rahmen des BEHG für Gasheizanlagen bei 45 €/t, was bei einem Emissionsfaktor von 201 Gramm CO2/kWh für Gas einem CO2-Preis von ca. 9€/MWh bedeutet.



## Fortschreibung des 13k-Preises

Geht man von einem Startwert von 30-40 €/MWh für den 13k-Preis aus, stellt sich die Frage, ob dieser Werte über die Erprobungsphase von zwei Jahren fixiert wird oder regelmäßig aktualisiert werden sollte (und wenn ja, wie). Nach der Erprobungsphase würde die Abregelungsstrommengen planmäßig wettbewerblich über eine Ausschreibung vergeben, in der sich der Preis über Gebote ergibt, so dass eine Festlegung durch die ÜNB nicht mehr notwendig ist (ggf. nur in Form eines Minimalgebots).

- **Fortschreibung nicht zwingend notwendig** – Ein 13k-Startwert von 30-40 €/MWh enthält einen Sicherheitsabschlag, so dass selbst ein Gaspreiserückgang die Wirtschaftlichkeit von NsA kaum beeinträchtigen würde. Der Großhandelsgaspreis liegt derzeit mit rund 30 €/MWh auf einem Tiefstwert seit dem starken Anstieg der Gaspreise im Herbst 2021. Gaspreiserhöhungen würden hingegen die Wirtschaftlichkeit für PtH verbessern und somit NsA weiter beanreizen, was mit Blick auf das erwartete Überschussangebot an Abregelungsstrommengen sinnvoll erscheint.

Zudem könnte ein ex-ante fixierter 13k-Preis Investoren in PtH-Anlagen für NsA eine Preissicherheit für die ersten beiden Jahr ermöglichen.

- **Mögliches Vorgehen im Falle einer Fortschreibung** – Die Herausforderung bei Festlegungen zu Fortschreibung des 13k-Preises liegen vor allem darin begründet, dass die tatsächlichen Kosten für PtH von den indikativen Werten in Tabelle 3 stark abweichen können. PtH-Anlagenbetreiber haben bspw. die Wahl, ob sie mit ihrem Lieferanten einen Gasbezug zum Festpreis vereinbaren (wie das bei Kleinkunden üblich ist) oder sich die Möglichkeit einräumen lassen, Tranchen zu bestimmten Zeiten (orientiert an Future/Forward-Preisen) zu fixieren. Der resultierende Bezugspreis kann daher zwischen unterschiedlichen PtH-Betreibern, abhängig ob der Zeitpunkt der Preisfixierung günstig war oder nicht, stark variieren. Zudem sind Versorger zudem zunehmend dazu übergegangen, größeren Industrie- und Gewerbekunden mit flexibler Last keine Festpreisverträge anzubieten, sondern Zusatz- und Minderbezüge zum kurzfristigen Großhandelspreis (Spot) abzurechnen. Im Fall einer Fortschreibung empfehlen wir folgendes Vorgehen:

- **Gaspreis** – Orientierung an dem Future/Forward-Kontrakt für den Folgewinter (z.B. aktuell „EEX THE Natural Gas Future Winter 24“ oder entsprechende Quartals-Futures Q4 24 und Q1 25), da hier der größte Teil der Wärmenachfrage anfällt. Zudem sollte – wie im Startwert vorgesehen – ein Aufschlag für Beschaffungskosten und Vertriebsmarge berücksichtigt werden.
- **Gasnetzentgelte** – Passend zu den großhandelsnahen Bezugskonditionen ist ein Netzentgelt für Industrie oder Gewerbekunden zu wählen. Da die Gasnetzentgelte nicht stark schwanken und ein geringes Gewicht im Gesamtpreis haben (<10%), halten wir es nicht für notwendig, für Änderungen in den Gasnetzentgelten über die Zeit zu korrigieren.

- **CO<sub>2</sub>-Preis** – Der relevante CO<sub>2</sub>-Preis hängt von der Wärmeleistung der ersetzten Wärmequelle ab. Ab 20 MW unterliegen Heizkraftwerke dem Europäischen Emissionshandel 1 (EU-ETS 1). Kleinere fossil befeuerte Anlage unterliegen dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) auf Grundlage des BEHG. Hier ist der CO<sub>2</sub>-Preis jährlich fixiert.<sup>18</sup> Aufgrund der relativ geringen CO<sub>2</sub>-Intensität von rund 0,2 t/MWh<sub>th</sub> schlagen sich CO<sub>2</sub>-Preisänderungen im Vergleich zum 13k-Startwert nur mit dem Hebel 1:5 auf die 13k-Preise nieder.

## 5.2 Kompensation der SNK

### Zusammenfassende Einschätzung zur Kompensation der SNK

- Eine (Teil-)**Kompensation der SNK** ist den **Zielen von §13k dienlich**, da dies den Anreiz zur Teilnahme an NsA erhöht bzw. ohne eine derartige Kompensation (bei einem 13k-Preis > 0) für viele potenzielle Teilnehmer eine Teilnahme nicht wirtschaftlich wäre. Insofern trägt die Kompensation zur Verringerung von EE-Abregelungsmengen bei, ohne jedoch die gesamtwirtschaftlichen Kosten zu erhöhen.
- Wenn die Kosten des Engpassmanagements nicht nur aus gesamtwirtschaftlicher, sondern auch aus der **betriebswirtschaftlichen** Sicht der ÜNB begrenzt werden sollen, ist eine **Begrenzung der SNK-Kompensation, so wie sie im ÜNB-Konzept angedacht ist, sinnvoll**.
- Bei der **Festlegung der Obergrenze** für die Kompensation der SNK ist es zweckdienlich sich an der **Höhe der alternativen Redispatch-Kosten** zu orientieren. Hierbei sollte die Festlegung jedoch einfach verständlich bleiben und keine Unsicherheit für die Teilnehmer bezüglich der erwartbaren Kompensation mit sich bringen.

Tabelle 4 fasst die Abwägungen zur SKN-Kompensation anhand der drei in Abschnitt 3 angeleiteten Bewertungskriterien zusammen.

<sup>18</sup> 45 €/t in 2024 und 55 €/t in 2025. Zum Vergleich: der ETS-Preis (zum 13.3.2024 gehandelt) liegt bei rund 60 €/t.

Tabelle 4 Auswirkung einer SNK-Kompensation auf 13k-Zielerreichung

SNK Kompensation	Verringerung der EE-Abregelung	Gesamtwirtschaftlicher Nutzen	Senkung der BWL-Redispatch-Kosten
<b>Vollständig</b>	Hoher Anreiz zu 13k-Teilnahme +	13k-Teilnahme erhöht, allerdings Risiko dass Wertschöpfung aus 13k-Strom < zusätzliche Netzkosten +	Risiko einer Erhöhung -
<b>Begrenzt</b>	Risiko verringerter 13k-Teilnahme o	13k-Teilnahme erhöht, Sicherstellung von Wertschöpfung aus 13k-Strom > zusätzliche Netzkosten ++	Senkung erreicht wenn Cap richtig eingestellt +
<b>Keine</b>	Geringer Anreiz zu 13k-Teilnahme -	geringe 13k-Teilnahme (auch wenn es VWL-effizient wäre) -	Kaum NsA (auch wenn es kostensenkend wäre) o

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: + = trägt zum Ziel bei, o = trägt nicht zum Ziel bei, - = wirkt Ziel entgegen

Dies erläutern wir im Folgenden.

### Ökonomische Einordnung einer grundsätzlichen SNK-Kompensation

Wie in Abschnitt 4.2 erläutert, löst ein Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Rahmen des 13k für Verbraucher neben den Kosten für die Beschaffung des Stroms an sich weitere Kosten aus, die wir als „Stromnebenkosten“ (SNK) bezeichnen. In Bezug auf das Ziel des 13k zur Verringerung abgeregelter EE-Mengen besteht das Risiko, dass für einige potentielle Teilnehmer von NsA ein reduzierter Strompreis (in Form des 13k-Preises) keinen ausreichend starken Anreiz darstellen wird, um tatsächlich an NsA teilzunehmen und so zur Vermeidung von EE-Abregelung beizutragen. Die Sorge besteht darin, dass die SNK für diese Teilnehmer so hoch sind, dass es für sie günstiger ist den Strom nicht abzunehmen und stattdessen die bisherigen gasbasierten Heizsysteme zu nutzen (in Falle der Wärmelasten) bzw. gar nicht aktiv zu werden (in Falle der Elektrolyseure).

Entsprechend sieht das Vergütungskonzept der ÜNB eine Erstattung der SNK in Höhe der tatsächlich individuell durch 13k-Strombezug anfallenden SNK eines jeden 13k-Teilnehmer vor. In Bezug auf die drei Ziele des 13k gemäß EnWG ist dies wie folgt einzuordnen:

- Eine **SNK-Erstattung** erhöht die Anreize potenzieller zuschaltbarer Lasten an NsA teilzunehmen, insofern **dient es dem Ziel die Abregelung von EE-Anlagen zu reduzieren**.
- Eine **SNK-Erstattung** stellt eine Umverteilung der Kosten für die Netzinfrastruktur zwischen den verschiedenen Netznutzern dar, erhöht jedoch in der Regel nicht die

gesamtwirtschaftlichen Kosten.<sup>19</sup> Insofern **erhöht die SNK-Erstattung den gesamtwirtschaftlichen Nutzen**, sofern die zusätzliche Nutzung von Strommengen im Netzengpassgebiet wertschöpfungssteigernd ist (was durch die Festlegung der Höhe des 13k-Preises gewährleistet werden sollte, siehe Abschnitt 5.1).

- Eine **Erstattung der SNK birgt allerdings das Risiko, die Redispatch-Kosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht der ÜNB zu erhöhen**, falls die Kosten für das Engpassmanagement im Rahmen von 13k (inklusive der SNK-Kompensation) die Redispatch-Kosten im bisherigen System übersteigen. Dies kann durch eine **Begrenzung der Höhe der SNK-Erstattung vermieden** werden, wie nachfolgend erläutert.

### Begrenzung der SNK-Kompensation

Um einen Anstieg der Redispatchkosten zu verhindern, muss eine Obergrenze für die SNK-Kompensation derart gestaltet werden, dass die Kosten des Engpassmanagements unter NsA nicht die Redispatch-Kosten im bisherigen System überschreiten, die Begrenzung auf der anderen Seite jedoch nicht die Anreize zur Teilnahme an 13k konterkariert.

Die jeweiligen Kosten für die ÜNB ergeben sich wie folgt (siehe Abschnitt 2):

- **Engpassmanagementkosten im Rahmen von 13k** bestehen aus der 13k-Erstattung (DA-Preis abzüglich des 13k-Preises) und der SNK-Kompensation.
- **Redispatch-Kosten** bestehen aus den positiven Redispatch-Kosten (für das Hochfahren einer Erzeugungsanlagen hinter dem Engpass) und im Falle einer Abregelung von EEG-Anlagen der Marktprämie (Kosten für negativen Redispatch, d.h. Entschädigung für die vor dem Engpass abgeregelte EEG-Anlage).

Das bedeutet, dass eine Verringerung der Kosten des Engpassmanagement aus der betriebswirtschaftlichen Sicht erreicht werden kann, wenn folgende Ungleichung erfüllt ist:

$$DA\text{-Preis} - 13k\text{-Preis} + SNK\text{-Kompensation} < Marktprämie + pos. Redispatch\text{-Kosten},$$

was äquivalent ist zu:

$$SNK\text{-Kompensation} < Marktprämie + pos. Redispatch\text{-Kosten} - DA\text{-Preis} + 13k\text{-Preis}.$$

**Dies entspricht gerade der Obergrenze für die SNK-Kompensation, welche die ÜNBs in Konzept vorschlagen. Eine solche Begrenzung der SNK-Kompensation ist demnach geeignet, um eine Verringerung der „betriebswirtschaftlichen“ Kosten des Engpassmanagement zu gewährleisten.**

<sup>19</sup> Dies wäre allenfalls dann der Fall, wenn eine SNK-Erstattung zu einer veränderten Netznutzung führte, welche die Netzkosten erhöht, z.B. durch einen erhöhten Netzausbaubedarf. Dies könnte grundsätzlich im Fall einer Kompensation des Leistungspreises der Netzentgelte der Fall sein, falls beispielsweise eine NsA-Teilnahme zu zusätzlicher Netznutzung auch außerhalb von Situationen mit 13k-Zuteilungen führt. Es ist allerdings davon auszugehen, dass dies Spezialsituationen sind, welche für die weitere Bewertung vernachlässigbar sind.

## Unterschied von betriebs- und volkswirtschaftlicher Interpretation von Redispatch-Kostensenkungen

Bei der vorangehenden Bewertung ist zu beachten, dass die EEG-Anlagen – wie in Abschnitt 3 erläutert – auch im Falle von NsA nach 13k die Marktprämie erhalten. Allerdings nicht von den ÜNB im Rahmen von Redispatch (welche über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher gewälzt werden), sondern über das EEG-Konto (das seit Juli 2022 nicht mehr über eine Umlage auf Stromverbraucher umgelegt wird, sondern aus dem Klima- und Transformationsfond des Bundes finanziert wird). In einer betriebswirtschaftlichen Perspektive aus ÜNB-Sicht kommt es somit zu einer Senkung der Redispatchkosten, die über Netzentgelte auf Letztverbraucher zu wälzen sind, wie in der Gesetzesbegründung des EnWG gefordert (siehe Abschnitt 3).

Sollte auch eine Senkung der Redispatchkosten aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive gefordert sein, also die Verschiebung der Marktprämie durch NsA von einer Finanzierung über Netzentgelte zu einer Finanzierung über das EEG-Konto nicht als Kostenreduktion interpretieren werden, dann müsste eine geringere Obergrenze für die SNK-Kompensation eingeführt werden, nämlich:

$$SNK\text{-Kompensation} < pos. \text{ Redispatch-Kosten} - DA\text{-Preis} + 13k\text{-Preis.}$$

Bei der konkreten Bestimmung der Parameter der SNK-Obergrenze gilt es mit dem Zielkonflikt im EnWG umzugehen, einerseits einen Anstieg der Redispatchkosten zu verhindern (siehe Ziel 3 in Abschnitt 3) und andererseits nicht die Anreize zur Teilnahme an 13k zu konterkarieren und damit die Reduzierung von EE-Abregelungen zu verhindern (siehe Ziel 1 in Abschnitt 3).

**Das von den ÜNB beabsichtigte Vorgehen (siehe Abschnitt 4.2) zur regelmäßigen ex-ante Bestimmung der Höhe der durchschnittlichen Redispatch-Mehrkosten und der durchschnittlichen Marktprämie erscheint geeignet diesen Zielkonflikt sinnvoll zu adressieren.**

### Kompensation des Leistungspreises der Netzentgelte

Ein Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Rahmen des 13k kann für Verbraucher neben arbeitsbedingten Netzentgelten auch den Leistungspreis des Netzentgeltes erhöhen. Im Extremfall, in welchem ein 13k-Verbraucher ohne 13k-Stromverbrauch überhaupt keinen Strombezug aus dem öffentlichen Netz vornehmen würden, resultiert eine Teilnahme an 13k darin, dass der gesamte Leistungspreis (entsprechend der Lastspitze) überhaupt erst durch die 13k-Teilnahme anfällt. Ein solcher Fall ist nach unserem Verständnis durchaus realistisch, z.B. falls ein 13k-Teilnehmer, der über die Möglichkeit eines kurzfristigen Ersatzes

erdgasbasierter Wärmeherzeugung durch strombasierte Wärmeherzeugung verfügt, bisher ausschließlich über Eigenerzeugung mit Strom versorgt wird.

Um derartigen Stromverbrauchern, welche im Sinne des 13k gerade dazu geeignet sind, originär zusätzlichen Stromverbrauch im Netzengpassgebiet zu veranlassen und somit zu einer Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, die Teilnahme an 13k zu ermöglichen, bedarf es einer Kompensation des Leistungspreises. Denn: Der Leistungspreis kann signifikant und – ohne Kompensation – prohibitiv für eine Teilnahme an 13k sein: Beträgt der Leistungspreis beispielsweise 25.000 €/MW/a, würde ein 13k-Stromverbrauch in 500 Stunden des Jahres zu zusätzlichen Leistungspreis-bedingten Netzentgelten von 50 €/MWh führen. **Insofern erhöht eine Kompensation des Leistungspreises die Anreize an einer Teilnahme an 13k, und trägt somit im Erwartungswert zu weniger EE-Abregelungen bei (Ziel 1 in Abschnitt 3).** Ein wichtiges Element hierbei ist, dass die Teilnehmer entsprechend des Konzeptes der ÜNB die Höhe der Kompensation (bzw. deren Berechnungslogik) des Leistungspreises ex-ante kennen, sodass sie auf dieser Basis entscheiden können, ob sie tatsächlich an NsA teilnehmen wollen.

Die SNK-Kompensation stellt zudem im Wesentlichen eine Umverteilung der Kosten für die Netzinfrastruktur zwischen den verschiedenen Netznutzern dar, sie erhöht jedoch nicht die gesamtwirtschaftlichen Kosten. Dies wäre allenfalls dann der Fall, wenn die Kompensation des Leistungspreises zu einer veränderten Netznutzung führte, falls beispielsweise eine NsA-Teilnahme zu zusätzlicher Netznutzung auch außerhalb von Situationen mit 13k-Zuteilungen führt, und es hierdurch zu erhöhtem Netzausbaubedarf käme. Es ist allerdings davon auszugehen, dass dies Spezialesituationen sind, welche für die weitere Bewertung vernachlässigbar sind. Insofern **erhöht die Kompensation des LP den gesamtwirtschaftlichen Nutzen (Ziel 2 in Abschnitt 3)**, sofern die zusätzliche Nutzung von Strommengen im Netzengpassgebiet wertschöpfungssteigernd ist (was durch die Festlegung der Höhe des 13k-Preises gewährleistet werden sollte, siehe Abschnitt 5.1).

Um sicherzustellen, dass es trotz der Erstattung des Leistungspreises zu einer Senkung der Redispatchkosten kommt, sehen die ÜNB vor, dass der LP nur solange kompensiert wird, wie die insgesamt erstattete Kompensation die gesamte SNK-Obergrenze nicht überschreitet. **Das hierzu gewählte Vorgehen (siehe Abschnitt 4.2) erscheint im Grundsatz geeignet eine Reduktion der Redispatchkosten aus betriebswirtschaftlicher Perspektive zu erreichen (Ziel 3 in Abschnitt 3).** Die ex-ante Bestimmung der Parameter der Kompensation kann in der Praxis natürlich dazu führen, dass tatsächliche Parameter von der ex-ante Schätzung abweichen und somit ex-post Redispatch günstiger gewesen wäre. Allerdings erscheint ein solches Vorgehen im Sinne einer hinreichenden Transparenz und Sicherheit für potenzielle 13k-Teilnehmer über die Höhe der Kompensation als sinnvoll im Hinblick auf das Ziel einer ausreichenden Teilnahme und Effektivität der Maßnahme (siehe Ziel 1).

## 5.3 Regeln und Pönale für (Nicht-)Verbrauch von Abregelungsmengen

### Zusammenfassende Einschätzung zu den Verbrauchsregeln und den Pönalen

- Die angedachten Regeln zur Teilnahme an NsA sind flexibel genug, sodass Teilnehmer keine übermäßigen kommerziellen Risiken durch die Teilnahme eingehen.
- Der **Pönalen-Vorschlag der ÜNB**, der sich an Preisen am Intraday-Markt orientieren, verhindert **effektiver** den (Nicht-)Verbrauch zur Erzielung von Handelsgewinnen im Intraday-Markt.

Dies sei im Folgenden erläutert.

#### Regeln zur Meldung der Verfügbarkeit

Das Umsetzungskonzept der ÜNB sieht vor, dass die Anlagenbetreiber im Rahmen der Präqualifikation Angaben zu ihrer erwartbaren Verfügbarkeit machen, welche zur grundsätzlichen Beurteilung der Teilnahmeeignung genutzt wird. Im Falle einer Teilnahme müssen die Betreiber zudem täglich ihre aktuelle Verfügbarkeit melden, auf deren Basis den Teilnehmern dann für jeden Tag die jeweiligen Strommengen zugeteilt werden können.

Sehr strenge Verfügbarkeits-, Anmelde- und Abnahmepflichten könnten potenzielle Teilnehmer von einer Teilnahme abschrecken bzw. sehr niedrige 13k-Preise erfordern. Allerdings sieht das ÜNB-Konzept vor, dass die Meldung der grundsätzlich zu erwartenden Verfügbarkeit nach der anfänglichen Präqualifikation technisch begründet angepasst werden kann, was mit einer Neubewertung der Teilnahme einher geht. Zudem ist es den Teilnehmern jederzeit gestattet durch ordentliche Kündigung des Rahmenvertrages aus dem 13k-Verfahren auszutreten. Insofern ist das kommerzielle Risiko der Teilnahme diesbezüglich begrenzt.

#### Höhe der Pönale

Pönalen sollen verhindern, dass NsA-Teilnehmer sich missbräuchlich verhalten und somit der Intention des §13k entgegenwirken. Bei der Höhe der Pönale sind insbesondere folgende Aspekte zu beachten:

- **Effektiv** – Die Pönale muss hoch genug sein, um unerwünschtes Verhalten zu verhindern; aber gleichzeitig
- **Angemessen** – Die Pönale sollte nicht so hoch gesetzt werden, dass Abnehmer von der Teilnahme an NsA abgehalten werden, wenn sie sich dem Risiko ausgesetzt sehen, für unerwünschtes Fehlverhalten (z.B. aufgrund von Prognosefehlern oder technischen Ausfällen) pönalisiert zu werden.



- **Umsetzbar** – Der Umsetzungsaufwand sollte minimiert und unnötige Komplexität vermieden werden.

Um die notwendige Höhe für eine angemessene Anreizwirkung zu bestimmen, ist der Ausgangspunkt das zu verhindernde **Missbrauchspotenzial**. Der § 13k sieht hierbei den Fall den Fall vor, dass Strom bezogen aber nicht verbraucht wird.<sup>20</sup>

Für die Pönale liegen zwei Vorschläge vor:

- **ÜNB-Vorschlag:**  $Pönale = \max(ID-AEP-Preis - DA-Preis; 0)$ , d.h. die Pönale variiert viertelstündlich in Höhe des Preisunterschieds zwischen Intraday-Preisindex ID-AEP<sup>21</sup> und Day-ahead Preis. Die ÜNB interpretieren in ihrem Vorschlag das Missbrauchspotenzial als Strombezug zum alternativen Weiterverkauf im Intraday-Markt.
- **Gesetzesbegründung:**  $Pönale = DA-Preis - 13k-Preis + 50 \text{ €/MWh}$ , d.h. es erfolgt ein Aufschlag von 50€/MWh auf die Differenz zwischen Day-ahead und 13k-Preis.<sup>22</sup> Dies zielt mutmaßlich darauf, den Weiterverkauf am Day-ahead-Markt unrentabel zu machen.

Unserer Prüfung ergibt, dass **Vorschlag der ÜNB effektiver den Nichtverbrauch der zugeteilten Mengen** zur Erzielung von Handelsgewinnen im Intraday-Markt verhindert:

- Durch die Kopplung der Pönale an den ID-AEP-Preis ist im ÜNB-Vorschlag sichergestellt, dass ein Weiterverkauf über den Intraday-Markt nie profitabel ist – die Pönale ist somit effektiv.<sup>23</sup> Allerdings ist die mögliche Pönale damit nach oben nur durch das technische Börsenlimit<sup>24</sup> (4.000 €/MWh) begrenzt. Zudem ist die Festlegung durch den kontinuierlichen Intraday-Handel komplexer als ein fester Wert.
- Die Pönale im Gesetzesvorschlag ist de-facto auf 50 €/MWh begrenzt, da Ausgleichsbeschaffung und Pönalenbestimmung über den gleichen Preis am Day-ahead-

---

<sup>20</sup> §13k EnWG Abs. 5: „Soweit ein berechtigter Teilnehmer Abregelungsstrommengen nach Absatz 2 oder Absatz 4 bezieht und diese nicht verbraucht, muss dieser an den Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung, der ihm den Strom zur zusätzlichen Nutzung zugeteilt hat, eine Pönale entrichten, die auch unter Berücksichtigung der Gegenleistung für die Nutzung der Abregelungsstrommengen effektiv sein muss.“

<sup>21</sup> Der Intraday-Preisindex ID-AEP berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland. Ermittelt wird dabei der mengengewichtete Durchschnittspreis aus den letztgetätigten Handelsgeschäften des betreffenden Viertelstundenprodukts, die ein Handelsvolumen von 500 MW überschreiten, siehe <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Ausgleichsenergiepreis/Index-Ausgleichsenergiepreis>.

<sup>22</sup> „Von einer effektiven Pönale kann insbesondere ausgegangen werden, wenn der Betreiber von Entlastungsanlagen eine Zahlung in Höhe des Produktes der Differenz des zu zahlenden Preises pro Megawattstunde für die Abregelungsstrommenge zum Day-Ahead Preis einer Strombörse, zuzüglich eines Zuschlags von 50 Euro pro Megawattstunde mit der zugeteilten Abregelungsstrommenge in Megawattstunden an die Übertragungsnetzbetreiber entrichtet.“, siehe <https://dsrserver.bundestag.de/btd/20/091/2009187.pdf>, S. 147.

<sup>23</sup> Für Effektivität muss gelten: *Nutzen aus Verbrauch > Nutzen aus Weiterverkauf (unter Berücksichtigung von Pönale)*. Der Nutzen aus dem Verbrauch sollte bei allen Teilnehmern positiv sein, d.h. die Effektivitätsbedingung ist auf jeden Fall erfüllt, wenn der Nutzen aus dem Weiterverkauf durch die Pönale maximal auf null gesetzt wird. Dies ist bei einer Pönale in Höhe des erzielbaren Spreads (ID-Preis-DA-Preis) immer erfüllt.

<sup>24</sup> <https://www.epexspot.com/en/news/harmonised-maximum-clearing-price-sdac-be-set-4000-eurmwh-10th-may-2022>



## ANALYSE DER ANGEMESSENHEIT DER VERGÜTUNG IM RAHMEN VON §13K ENWG („NUTZEN STATT ABREGELN“)

Markt erfolgen.<sup>25</sup> Somit wären Abkäufe der zum bilanziellen Ausgleich beschafften Menge in den Intraday-Markt bereits ab einer Preisdifferenz von 50 €/MWh zum Day-ahead-Markt attraktiv – die Pönale ist nicht effektiv.

**Tabelle 5 Bewertung der Vorschläge zur Pönale**

Höhe des 13-k-Preises	Effektivität	Angemessenheit	Komplexität
<b>ÜNB-Vorschlag</b>	(für alle ID-Preise) ++	(Pönale kann theoretische >1000 €/MWh betragen) o	Höher durch Kopplung an ID-Preis o
<b>Gesetzesbegründung</b>	(nur für ID-DA Spread < 50 €/MWh) --	Pönale auf 50€/MWh beschränkt +	Moderat durch Kopplung an DA-Preis +

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: + = trägt zum Ziel bei, o = trägt nicht zum Ziel bei, - = wirkt Ziel entgegen

### Regel zur Allokation der Strommengen in Situationen mit erhöhter Nachfrage

Obwohl erwartet wird, dass die Nachfrage nach Strom mittels §13k in aller Regel unterhalb des Angebots an verfügbaren Strom liegen wird, besteht die Möglichkeit, dass in manchen Stunden doch die Nachfrage oberhalb des Angebots liegt. Das Umsetzungskonzept der ÜNB sollte daher noch um einfache, aber klare Regeln zur Allokation der verfügbaren Mengen in solchen Stunden ergänzt werden.

Wenn man diese Regeln möglichst einfach halten wollte, gäbe es die Möglichkeiten die Zuteilung „pro rata“ zu machen oder per Los zu entscheiden welche angemeldeten Mengen zugeteilt werden. Bei einer „pro rata“-Zuteilung würde jedem Abnehmer eine geringere Leistung zugeteilt werden als angemeldet wurde. Dies könnte in gewissen Fällen zu technischen Problemen führen, wenn Abnehmer eine Mindestleistung für den Betrieb ihrer Anlagen brauchen.

<sup>25</sup> D.h., wenn der 13k-Strom nicht verbraucht wird und die Ausgleichsbeschaffung am DA-Markt verkauft wird, dann ist effektiv die Differenz zwischen Erlös und Pönale, d.h. 50€/MWh, zu zahlen.

## 6 Fazit

Wir befürworten das von den ÜNB vorgelegte Konzept, dessen Ausgestaltung im Einklang mit den oben definierten Zielen des §13k EnWG steht und Zielkonflikte angemessen berücksichtigt.

Im Folgenden fassen wir unsere Einschätzung zu den drei Kernelementen (i) 13k-Preis, (ii) Stromnebenkostenkompensation und (iii) Regeln und Pönalen zusammen:

### i) Höhe des 13k-Preises

Der 13k-Preis legt das Preisniveau fest, zu dem die Teilnehmer von NsA die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen zugeteilt bekommen. Die Teilnehmer bezahlen jedoch nicht direkt den 13k-Preis, sondern müssen die zugewiesenen Prognosestrommengen selbst beschaffen und erhalten dann von den Netzbetreibern eine „13k-Erstattung“. Dieser entspricht der Differenz zwischen dem gültigen Day-Ahead Preis („DA-Preis“) für die jeweiligen Lieferstunden und dem festgelegten 13k-Preis.

Bei der Höhe des 13k-Preises pro MWh beabsichtigen die ÜNB sich an den Kosten zu orientieren, die ein Betreiber erdgasbasierter Wärmeerzeugung hat. Hierbei wird angenommen, dass der Wirkungsgrad der fossil-basierten Wärmeerzeugung vergleichbar ist mit dem Wirkungsgrad elektrischer Heizkessel. Des Weiteren ist vorgesehen, die Höhe der 13k-Erstattung nach unten bei 0 €/MWh und nach oben bei der Höhe der maximalen spezifischen Kosten der Netzreserve zu begrenzen.

**Einschätzung: Die im ÜNB-Vergütungskonzept angedachte Ableitung des 13k-Preises aus den Kosten einer effizienten Erdgasheizanlage genügt den Kriterien des §13k EnWG und stellt somit eine geeignete Regel zur Festsetzung des 13k-Preises dar:**

- Um das Ziel einer Verringerung der EE-Abregelungsmengen zu erreichen, sollte der 13k-Preis möglichst gering ausfallen.
- Um die Kosten des Engpassmanagements aus betriebswirtschaftlicher Sicht der ÜNB zu reduzieren, kann ein 13k-Preis größer null gesetzt werden, wobei der Preis jedoch so gering sein sollte, dass er für eine Vielzahl potenzieller 13k-Teilnehmer attraktiv bleibt.

### ii) Höhe der SNK-Kompensation

Ein Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Rahmen des 13k löst für Verbraucher neben den Kosten für die Beschaffung des Stroms an sich weitere Kosten aus, im Folgenden als „Stromnebenkosten“ (SNK) bezeichnet. Der Anfall dieser Kosten, bei denen es sich aus volkswirtschaftlicher Sicht um die Refinanzierung unabhängig von der 13k-Nutzung entstehender Netzkosten handelt, kann NsA unattraktiv machen.

Um die Attraktivität zu gewährleisten, soll gemäß ÜNB-Vergütungskonzept jeder 13k-Teilnehmer die tatsächlich individuell durch 13k-Strombezug anfallenden SNK bis zur

maximalen SNK-Obergrenze (siehe unten) erstattet bekommen, die so parametrisiert ist, dass eine Redispatchkostensenkung aus betriebswirtschaftlicher Sicht gewährleistet ist.

**Wir halten den ÜNB-Vorschlag für sachgerecht:**

- Eine (Teil-)Kompensation der SNK ist den Zielen von §13k dienlich, da dies den Anreiz zur Teilnahme an NsA erhöht bzw. ohne eine derartige Kompensation (bei einem 13k-Preis > 0) für viele potenzielle Teilnehmer eine Teilnahme nicht wirtschaftlich wäre. Insofern trägt die Kompensation zur Verringerung von EE-Abregelungsmengen bei, ohne jedoch die gesamtwirtschaftlichen Kosten zu erhöhen.
- Wenn die Kosten des Engpassmanagements nicht nur aus gesamtwirtschaftlicher, sondern auch aus der betriebswirtschaftlichen Sicht der ÜNB begrenzt werden sollen, ist eine Begrenzung der SNK-Kompensation, so wie sie im ÜNB-Konzept angedacht ist, sinnvoll.
- Bei der Festlegung der Obergrenze für die Kompensation der SNK ist es zweckdienlich sich an der Höhe der alternativen Redispatch-Kosten zu orientieren. Hierbei sollte die Festlegung jedoch einfach verständlich bleiben und keine Unsicherheit für die Teilnehmer bezüglich der erwartbaren Kompensation mit sich bringen.

**Regeln und Pönale für (Nicht-)Verbrauch von Prognosestrommengen**

Das Umsetzungskonzept der ÜNB spezifiziert zum einen die Regeln, nach denen die Teilnehmer ihre Verfügbarkeit für die Abnahme von Strom anmelden müssen und es legt zum anderen die Pönale fest, die die Teilnehmer zahlen müssen, wenn sie die ihnen zugewiesenen Prognosestrommengen nicht verbrauchen.

Im Fall, dass weniger Strom verbraucht wurde als zugeteilt, wird gemäß ÜNB-Vergütungskonzept einerseits die 13k-Erstattung und die SNK-Kompensation nur für die tatsächliche verbrauchte Strommenge gezahlt und andererseits müssen die Teilnehmer eine explizite Pönale zahlen, die sich an der Preisdifferenz zwischen Intraday-Markt (ID-AEP-Preis<sup>26</sup>) und Day-Ahead-Preis orientiert.

**Wir halten die vorgeschlagenen Regelungen für sachgerecht:**

- Die angedachten Regeln zur Teilnahme an NsA sind flexibel genug, sodass Teilnehmer keine übermäßigen kommerziellen Risiken durch die Teilnahme eingehen.
- Der Pönalen-Vorschlag der ÜNB, der sich an Preisen am Intraday-Markt orientieren, verhindert effektiv den (Nicht-)Verbrauch zur Erzielung von Handelsgewinnen im Intraday-Markt.

---

<sup>26</sup> Der Intraday-Preisindex „ID-AEP“ berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.