



Informationsveranstaltung zur Vorstellung der Teilnahmemodalitäten

"Nutzen statt Abregeln" gem. §13k EnWG – 08.08.2024

Agenda

TOP1	Einführung und Übersicht	15'
TOP2	BNetzA-Festlegung der Zusätzlichkeitskriterien (BNetzA) 	15'
TOP3	Teilnahmevoraussetzungen 	30'
TOP4	Operativer Prozess und Datenaustausch 	30'
TOP5	Vergütung 	30'
TOP6	Vorgehen für die Teilnahme 	15'
TOP7	Ausblick und Kontakt	15'

TOP1

Begrüßung und Übersicht

Unsere Spielregeln für die heutige Veranstaltung

- Schalten sie bitte alle **Störquellen** aus
- Schalten sie bitte ihr **Mikrofon** auf stumm
- Schalten sie bitte ihre **Webcam** aus, wenn sie nicht aktiv beteiligt sind
- Stellen sie bitte ihre Fragen im **Chat**
- Abhängig von der Teilnehmerzahl: Bei **Wortbeiträgen via Mikrofon** bitte „Hand heben“ oder mit Eingabe „!“ im Chat ankündigen



Vielen Dank für Ihr Verständnis!

Gesetzliche Rahmen

§ 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“

§ 13k Nutzen statt Abregeln	Entlastungsanlagen, die am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, übersteigt. Satz 1 ist für Anlagen gemäß § 3 Nummer 41 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nur für den Fall anzuwenden, dass sie spätestens sechs Monate nach dem (einseitigen) Datum des Inkrafttretens des Gesetzes nach Art. 15 Absatz 1 in Betrieb genommen wurden. Satz 1 findet nur dann Anwendung, wenn die Anlagen nach § 3 Nummer 41 oder 48 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach Satz 1 mit überwiegender Wahrscheinlichkeit von einer Reduzierung der Wirkleistungserzeugung nach § 13a Absatz 1 Satz 1 oder § 14 Absatz 1c Satz 1 zweiter Halbsatz betroffen wäre.	5. Angaben dazu, auf Grundlage welcher Prognosen unter Anwendung welcher Methode die Abregelungsstrommenge der jeweiligen Entlastungsregion bestimmt wird, einschließlich der Angabe eines hinreichenden Abschlags, um sicherzustellen, dass nicht mehr Abregelungsstrommenge für die Ausschreibung nach Absatz 2 als Differenz der prognostizierten Abregelungsstrommenge abzüglich der gemäß Absatz 4 zugewiesenen Menge;	3. die durch den Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend Absatz 6 Satz 2 Nummer 1 bestimmte Entlastungsregion keine geographische Überschneidung mit einer Entlastungsregion aufweist, die durch die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach Absatz 5 Satz 2 Nummer 1 bestimmt wurde.
<p>(1) 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.</p> <p>(2) Zu diesem Zweck bestimmen Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung die stündlichen Strommengen aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die am Tag der Erfüllung der Handelsgeschäfte der vorliegenden Auktion voraussichtlich wegen strombedingter Engpässe im Übertragungsnetz reduziert werden müssten (Abregelungsstrommengen). Sie bestimmen durch tägliche wettbewerbliche Ausschreibung, die frühestens zwei Tage und spätestens zwei Stunden vor Handlungsschluss der vorliegenden Auktion am Spotmarkt einer Strombörse durchgeführt werden, welche der berechtigten Teilnehmer in welcher Höhe und zu welchem Zeitpunkt Abregelungsstrommengen nutzen. Abwehrend von Satz 2 können die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung in einer maximal zweijährigen Erprobungsphase ab dem 1. Oktober 2024 die Zuteilung der Abregelungsstrommengen durch ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren bestimmen.</p> <p>(3) Berechtigte Teilnehmer sind ausschließlich Betreiber von registrierten zusätzlich zuschaltbaren Lasten in Entlastungsregionen (Entlastungsanlagen) oder Aggregatoren solcher Anlagen. Eine Teilnahme ist ausgeschlossen für Entlastungsanlagen, für die eine vertragliche Vereinbarung nach § 13 Absatz 6a zwischen Betreibern von Übertragungsnetzen mit Betreibern von KWK-Anlagen besteht. Die Regulierungsbehörde bestimmt zum 1. Juli 2024 in einer Festlegung nach § 29 Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs, die eine zuschaltbare Last für die Registrierung zu erfüllen hat, um sicherzustellen, dass durch ihre Teilnahme die Zielsetzung nach Absatz 1 erreicht wird. Dabei sind ausschließlich diejenigen zusätzlichen Stromverbräuche zu berücksichtigen, die in ihrer Fahrweise flexibel sind und zur Transformation zu einem treibhausgasneutralen, zuverlässigen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgungssystem beitragen. Für am (einseitigen) Datum des Inkrafttretens des Gesetzes nach Art. 15 Absatz 1 bestehende Lasten, die regelmäßig Strom an Strommärkten beziehen, ist es besonders wichtig, an den Nachweis der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs hohe Anforderungen zu stellen. Die Regulierungsbehörde kann für die über Aggregatoren teilnehmenden steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung vereinfachte Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs festlegen.</p> <p>(4) Für berechtigte Teilnehmer mit einer oder mehreren Entlastungsanlagen, die mit Anlagen nach § 3 Nummer 41 oder 48 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen und die miteinander im Wege der Direktleitung verbunden sind (Eigenverbrauchsentlastungsanlagen), gilt, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Erzeugungsanlagen nach § 13 Absatz 1 Satz 1 oder § 14 Absatz 1c Satz 1 zweiter Halbsatz nicht erfolgt, soweit sie nicht den gleichzeitigen Bezug von Abregelungsstrommengen durch</p>	<p>(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.</p> <p>(6) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung legen der Regulierungsbehörde spätestens zum 1. April 2024 ein detailliertes Konzept für die Umsetzung der Absätze 1 bis 5 vor. Das Konzept enthält mindestens</p> <ol style="list-style-type: none">1. die Bestimmung einer oder mehrerer geographisch eindeutig abgegrenzter Gebiete als Entlastungsregionen, in der oder in denen die Entlastungsanlagen angeschlossen sein müssen, mit einer Begründung, inwiefern durch die gewählte Gebietsdefinition die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes effektiv verringert werden kann;2. Angaben zur Beschaffung des notwendigen balancierten Ausgleichs für die zugeordneten Abregelungsstrommengen;3. die Anforderungen an das Verfahren zur Registrierung der Entlastungsanlagen der berechtigten Teilnehmer bei dem entsprechenden Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung, dabei müssen die in den Entlastungsanlagen verbrauchten Abregelungsstrommengen über eine Entnahmestelle entnommen und bilanziert werden, über die kein Strom zur Deckung des Verbrauchs anderer Verbrauchsanlagen oder Stromspeicher entnommen wird; die Messung muss verteilungsdurchsichtig erfolgen; die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung können eine Mindestleistung für die Entlastungsanlagen oder die aggregierten Entlastungsanlagen vorsehen, die 500 Kilowatt installierter elektrischer Leistung nicht überschreiten darf; die Registrierung muss zum 1. eines jeden Monats für eine Teilnahme an der Maßnahme im Folgemonat bei Vorlage der vollständigen Unterlagen möglich sein;4. die Bestimmung der Ausschreibungsbedingungen nach Absatz 2 Satz 1, die einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen und kostenlosen Effekt der Maßnahme gegenüber Maßnahmen im Sinne des § 13 Absatz 1a Satz 1 sicherstellen sollen, sowie sofern von der einjährigen Erprobungsphase Gebrauch gemacht wird, nach Absatz 2 Satz 2;	<p>7. Angaben dazu, an welcher Stelle und zu welchem Zeitpunkt die Abregelungsstrommenge der jeweiligen Entlastungsregion, die gemäß Absatz 4 zugewiesene Menge, die Zeitpunkte und Bedingungen der Ausschreibungen nach Absatz 2 Satz 1 oder Angaben zum pauschalierten Zuteilungsverfahren nach Absatz 2 Satz 2 und 3 sowie die Ergebnisse der Ausschreibungen veröffentlicht werden, und</p> <p>8. Angaben zu weiteren Voraussetzungen, unter denen berechtigte Teilnehmer nach Absatz 4 an der Maßnahme teilnehmen können, dazu zählen insbesondere die Modalitäten der Teilnahme und Zeitpunkt der Information, dass der Entlastungsanlage kein Abregelungsstrom zugeteilt wird.</p> <p>(7) Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 Vorgaben zur Anerkennung der dem Betreiber von Übertragungsnetzen entstehenden Kosten machen. Sie überprüft das Konzept nach Absatz 6 dahingehend, ob es in seiner konkreten Ausgestaltung dazu geeignet ist, die Abregelung von Strom aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes effektiv zu reduzieren und die Netz- und Systemicherheit nicht zu beeinträchtigen.</p> <p>(8) Um die Zielsetzung nach Absatz 1 zu erreichen, können auch Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt, an deren Netz jeweils mehr als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, und die nicht im Sinne des Artikels 3 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1) mit einem Betreiber einer Entlastungsanlage oder einem Aggregator solcher Anlagen oder, im Fall von Absatz 4, mit einer Anlage nach § 3 Nummer 41 oder 48 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verbunden sind, berechtigten Teilnehmern nach Absatz 3 ab dem 1. April 2025 ermöglichen, Strommengen in zusätzlichen zuschaltbaren Lasten zu nutzen, wenn</p> <ol style="list-style-type: none">1. die Höhe der Wirkleistungsreduzierung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gemäß § 13a Absatz 1, deren Ursache im eigenen Elektrizitätsverteilernetz lag, in den letzten zwei Kalenderjahren bei mindestens jeweils 100 000 Megawattstunden lag,2. die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in der Lage sind, geeignete Erzeugungs- und Abregelungsprognosen entsprechend Absatz 2 vorzunehmen und	<p>Im Übrigen sind die Absätze 2 bis 7 entsprechend anzuwenden. Die Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 bleiben unberührt. Die Umsetzung von Satz 1 erfolgt in Abstimmung mit dem Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung, an dessen Netz das betroffene Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen ist. Sofern der Netzbetreiber feststellt, dass die Bedingung nach Satz 1 Nummer 1 in drei aufeinander folgenden Kalenderjahren nicht erfüllt ist, ist Satz 1 ab dem darauffolgenden Kalenderjahr nicht mehr anwendbar.</p> <p>(9) Erstmals zum 1. Juli 2028 und anschließend alle zwei Jahre evaluieren die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung die Anwendung der Maßnahme nach den Absätzen 1 bis 7 und legen einen Bericht vor. Satz 1 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die von der Möglichkeit nach Absatz 8 seit mindestens 12 Monaten Gebrauch machen, mit der Maßnahme anzuwenden, dass sie die Anwendung der Maßnahme nach Absatz 8 evaluieren. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor.</p>

- Mit der vom Bundestag beschlossenen umfassenden Reform des EnWG trat am 28.12.2023 auch eine **Regelung zur Nutzung von Strom aus EE-Anlagen, der andernfalls zur Reduzierung von Netzengpässen im Übertragungsnetz abgeregelt werden müsste, in Kraft.**
- Der zu diesem Zweck neu eingeführte § 13k EnWG schreibt vor, dass die ÜNB für Entlastungsregionen eine Prognose der stündlichen Abregelungsstrommengen spätestens am Vormittag des Vortages durchführen müssen. Teilmengen dieser Prognose werden an berechnigte Teilnehmer vergeben, deren Verbrauchsanlagen durch Lasterhöhung zur Reduzierung der prognostizierten Netzengpässe beitragen können.

Kontinuierliche Entwicklung des Instruments mit Start über Erprobungsphase geplant

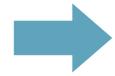
- Eine Erprobungsphase bietet die Chance, **Erkenntnisse zu gewinnen** und ggf. das Konzept anzupassen, um die **Wirkung des Instruments zu optimieren**.
- Die Erprobungsphase ist als **Option in § 13k Abs. 2 EnWG** benannt, zeitlich begrenzt. Dabei werden die dazugehörigen Regeln benannt: Vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren und zunächst keine wettbewerbliche Ausschreibung.

§ 13k Abs. 2 EnWG

„Abweichend von Satz 2 können die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung in einer maximal zweijährigen Erprobungsphase ab dem 1. Oktober 2024 die Zuteilung der Abregelungsstrommengen durch ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren bestimmen.“

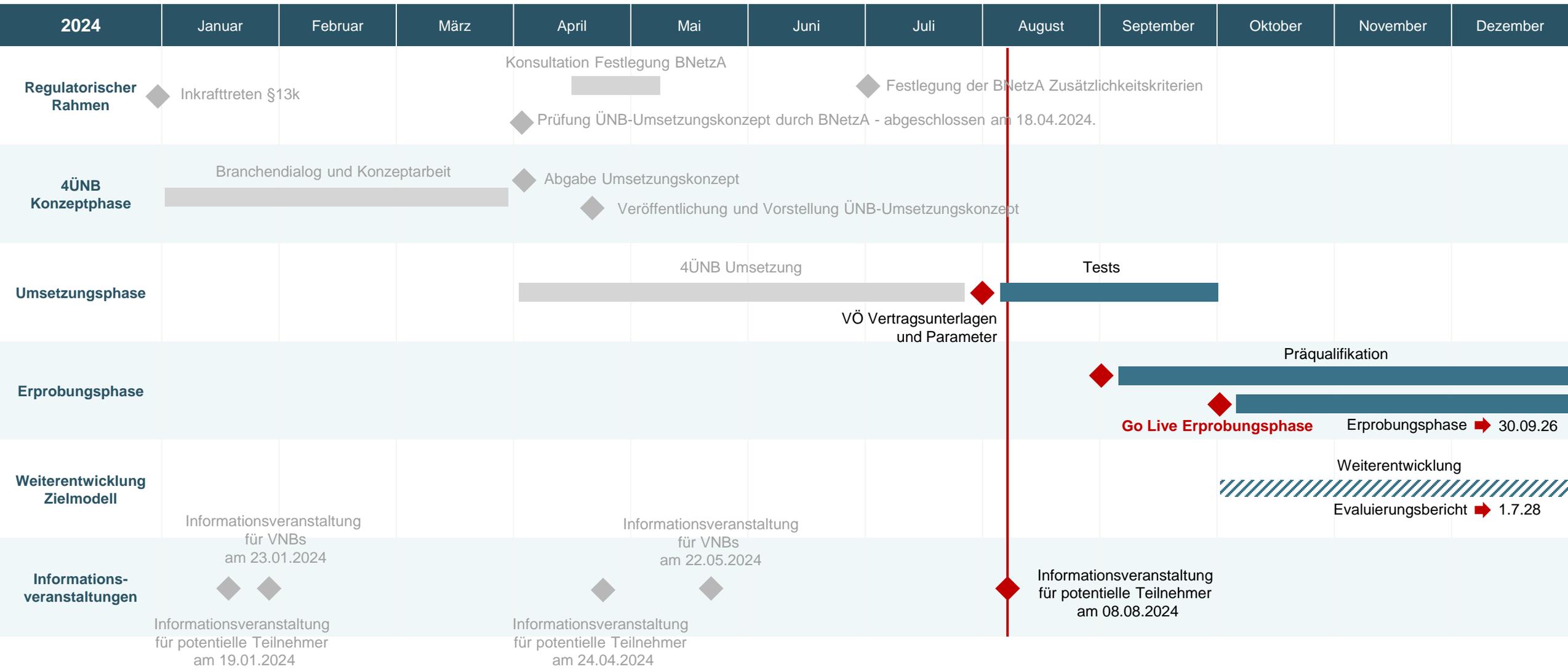
- Durchgängiger Prozess angedacht: Erst Erprobungsphase, dann **ab 10.2026 wettbewerbliche Ausschreibung** angedacht. Wesentlicher Teil des angestrebten **Wasserstoffhochlaufs erfolgt wahrscheinlich erst ab 2027** mit Umsetzung insb. der IPCEI-Projekte.
- Vorgehen inhaltlich sinnvoll: **Voraussetzungen für Wettbewerb bestehen bisher nicht**. Geringe Anbieterzahl und Liquidität (Abregelungsmengen im GW-Bereich; kein Wettbewerb in den Entlastungsregionen; Nachfrage Verbrauchsmengen und Teilnahme im geringen MW-Bereich). Daher bieten Ausschreibungen beim Start des Instruments keinen Mehrwert.

Zeitplan ÜNB-Umsetzung



Phase 1 Bis Okt. 2024	Vorbereitung Erprobungsphase, Konzeption, Umsetzung und Go-Live
Phase 2 Okt. 2024 – Sept. 2026	Betrieb Erprobungsphase Parallel dazu Sammlung von Erfahrungswerten von Erprobungsphase und Evaluierung der Umsetzung Vorbereitung Phase 3 auf Basis der Evaluierung
Phase 3 Ab Okt. 2026	Betrieb Zielmodell

Zeitplan ÜNB-Umsetzung für Phase 1



Prozessüberblick



Alle relevanten Unterlagen sind auf [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de) zu finden

Veröffentlichungen am 01.08.2024

Vertragsunterlagen für die Erprobungsphase

Die Abbildung zeigt eine Zusammenstellung von Vertragsunterlagen für die Erprobungsphase. Zu sehen sind Dokumente der Partnerunternehmen 50hertz, amprion, TENNET und TRÄNSNET BW. Die Dokumente umfassen:

- Rahmenvertrag:** Über die Zuteilung und Nutzung von Strommengen im Rahmen der Regelung § 13k EnWG.
- Vergütungsrahmen:** Für das Verfahren gemäß § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“.
- Präqualifikationsbedingungen:** Für Teilnehmer und zuschaltbare Lasten für das Verfahren gemäß § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“.
- Vorschriften für den Datenaustausch:** Für das Verfahren gemäß § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“.

Parameter des Instruments für Q4 2024

Zeitraum 1 (01.10.2024 – 31.12.2024)

PARAMETER	WERT	BESCHREIBUNG
13k-Preis [€/MWh]	40,35	Der Preis, der von den berechtigten Teilnehmern zu tragen ist und den finanziellen Selbstbehalt der Lasten je MWh abbildet.
PO [€/MWh]	542,00	Die Preisobergrenze stellt den maximalen Referenzpreis dar und begrenzt die finanzielle Erstattung bis zu diesem Wert.
MK [€/MWh]	148,38	Erwartete Mehrkosten der Redispatchmaßnahmen im Vergleich mit einer Beschaffung der Hochfahrleistung am Vortag im Spotmarkt.
V _{min} ges [h]	1.000	Mindestverfügbarkeitsstunden, welche für den jeweiligen Zeitraum vorgegeben werden, um Missbrauchspotentiale bei der Kompensation der fixen Stromnebenkosten zu vermeiden.
Zeitlicher Sicherheitszuschlag [h]	0	Zeitlicher Sicherheitszuschlag zur Ausweisung der Erzeugungsverbotzeitfenster gemäß § 5.3 (1) des Rahmenvertrages. Dieser gilt für die Zeit vor bzw. nach der Ausweisung von Abregelungsstrommengen in einer Entlastungsregion.

Die erwarteten monatlichen (i) Betriebsstunden je Entlastungsregion (x), B_{h,x}, welche die in dem Zeitraum monatlichen erwarteten Abregelungstuden inklusive Sicherheitsabschlag widerspiegeln, sind nachfolgend dargestellt.

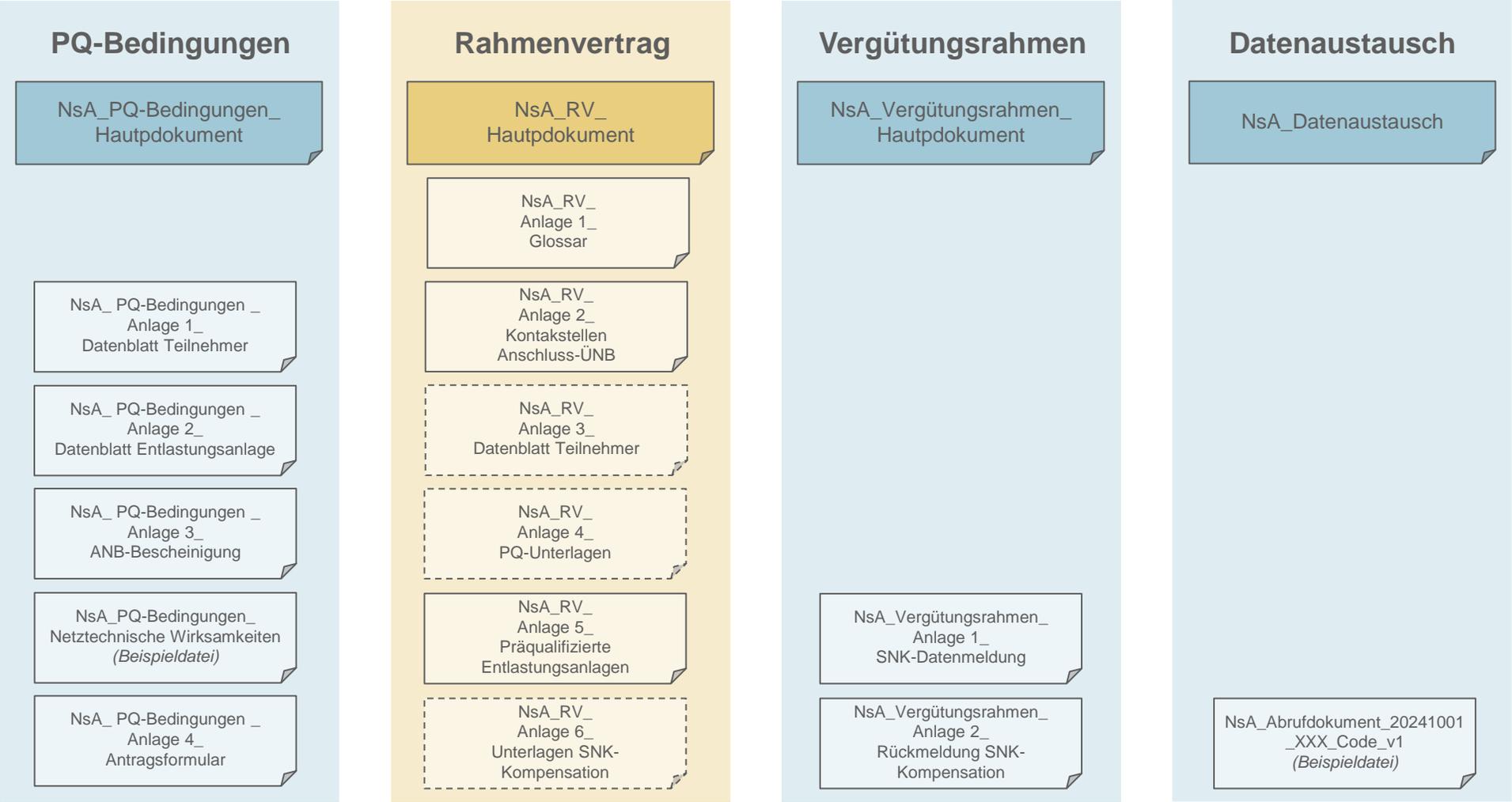
REGION	OKT 24	NOV 24	DEZ 24
T1	197	241	261
T2	237	319	334
T3	257	329	343
T4	259	329	343
T5	68	123	134
T6	66	119	153
H1	216	300	324
H2	93	112	199

FAQ unverbindlich

Die Abbildung zeigt eine Zusammenstellung von FAQ-Karten. Die Themen sind:

- Ziele und Grundprinzipien des Instruments:** Was ist das Ziel des Instruments?
- Teilnahmevoraussetzungen:** Was ist „zusätzlicher Stromverbrauch“? Welche Technologien können teilnehmen?
- Operativer Prozess:** Was sind die wesentlichen Prozessschritte?
- Vorteile einer Teilnahme:** Wie wird eine „Nutzen statt Abregeln“-Aktivierung vergütet?
- Onboarding in das Instrument:** Wie setze ich eine Anlage in das „Nutzen statt Abregeln“-Instrument ein?

Struktur der Vertragsunterlagen



TOP2

BNetzA-Festlegung der Zusätzlichkeitskriterien

BNetzA

BNetzA-Folien sind unter diesem [Link](#) veröffentlicht.

Kontakt: 13kEnWG@bnetza.de

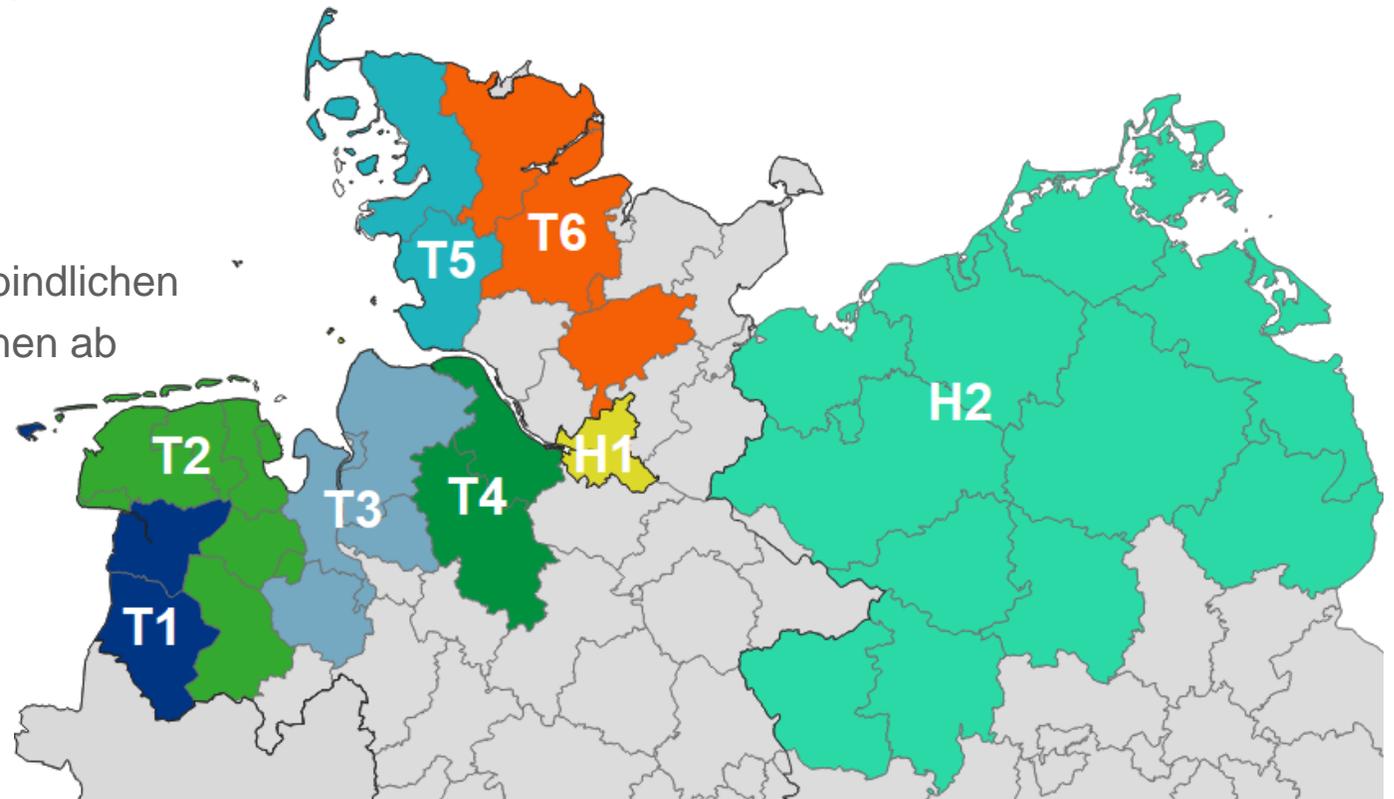
Weitere Informationen: [Bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de) > [Fachthemen](#) > [Elektrizität und Gas](#) > [Versorgungssicherheit](#) > [Nutzen statt Abregeln 2.0](#)

TOP3

Teilnahmevoraussetzungen

Entlastungsregionen

- Die Anlage muss sich **innerhalb einer durch die ÜNB definierten Entlastungsregion** befinden (postalische Adresse der Marktlokation innerhalb der Entlastungsregion).
- Die ÜNB haben **8 Entlastungsregionen für die Erprobungsphase** ausgewiesen:
 - 50Hertz: H1, H2
 - Tennet: T1-T6
- Die ÜNB werden bis Ende August einen unverbindlichen Ausblick zur Entwicklung der Entlastungsregionen ab Oktober 2026 veröffentlichen.



Teilnehmer gemäß BNetzA-Festlegung

Segment 1
Substitution fossiler
Wärmeerzeugung



Bestandsanlagen und Neuanlagen

Segment 2
Netzgekoppelte
Stromspeicher



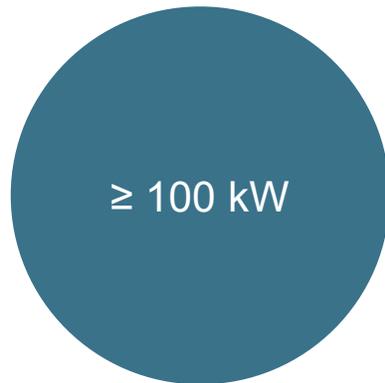
Segment 3
Elektrolyseure und
Großwärmepumpen
 ≥ 100 KW



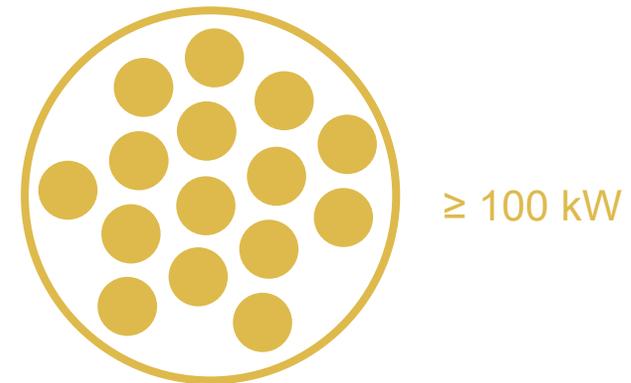
Nach 29.12.2023 in Betrieb
genommen

Spannungsebenen und Mindestgröße

- Anlagen aus **allen Spannungsebenen** dürfen teilnehmen.
- Für Anlagen im Verteilnetz muss der Teilnehmer eine **Bescheinigung des Anschlussnetzbetreibers** vorlegen.



Einzelanlage



Pool

Marktllokation und Zählwerte

- Der Verbrauch von Abregelungsstrommengen muss bei jeder Entlastungsanlage über eine **eigene Marktllokation** erfolgen, über die ausschließlich die „Nutzen statt Abregeln“-Anlagen bilanziert wird.
- Dies gilt **auch für Kleinanlagen** (< 100 kW).
- Anlagen müssen **einem Segment zugeordnet** werden.
- „**Kombi-Anlagen**“ **sind möglich**: Hierfür ist eine separate Zuordnung von Anlagenbestandteilen zu den Segmenten notwendig. Beispiel: Elektrolyseur mit Stromspeicher (Elektrolyseur → MaLo A, Speicher → MaLo B).



Für die Segmente 1 und 2: Bei der Präqualifikation muss der Teilnehmer **historische Zählwerte** dem ÜNB zur Verfügung stellen, zur Prüfung der Zusätzlichkeitskriterien.

Doppelvermarktungsverbot



Für alle Segmente gilt:

Während der Zuteilung von 13k-Abregelungsmengen darf **keine weitere Vermarktung** erfolgen, z.B. keine gleichzeitige Regelleistungsvorhaltung.

Zusätzlichkeitskriterien Segment 1

Segment 1
Substitution fossiler
Wärmeerzeugung



- Für jede Anlage aus dem Segment 1 „Substitution fossiler Wärmeerzeugung“ ist **ein Verbrauch von Strommengen außerhalb der Zuteilung von Abregelungsstrommengen grundsätzlich nicht zulässig**. Dafür gibt es aber Ausnahmen:
 - monatlicher Verbrauch bis 2% des Volllastbetriebs
 - Verbrauch in An- und Abfahrtrampen (diese müssen in der Präqualifikation gemeldet werden)
 - Erbringung von Regelarbeit
- Darüber hinaus gilt, dass alle Power-to-Heat-Anlagen, die **in das gleiche Wärmenetz** einspeisen und die Zusätzlichkeitskriterien erfüllen können, zwingend am „Nutzen statt Abregeln“-Instrument teilnehmen müssen.
- PtH-Anlagen, die einen **Vertrag nach § 13 (6a) EnWG** mit dem ÜNB haben, dürfen am 13k-Instrument nicht teilnehmen.

Zusätzlichkeitskriterien Segment 2

Segment 2 Netzgekoppelte Stromspeicher



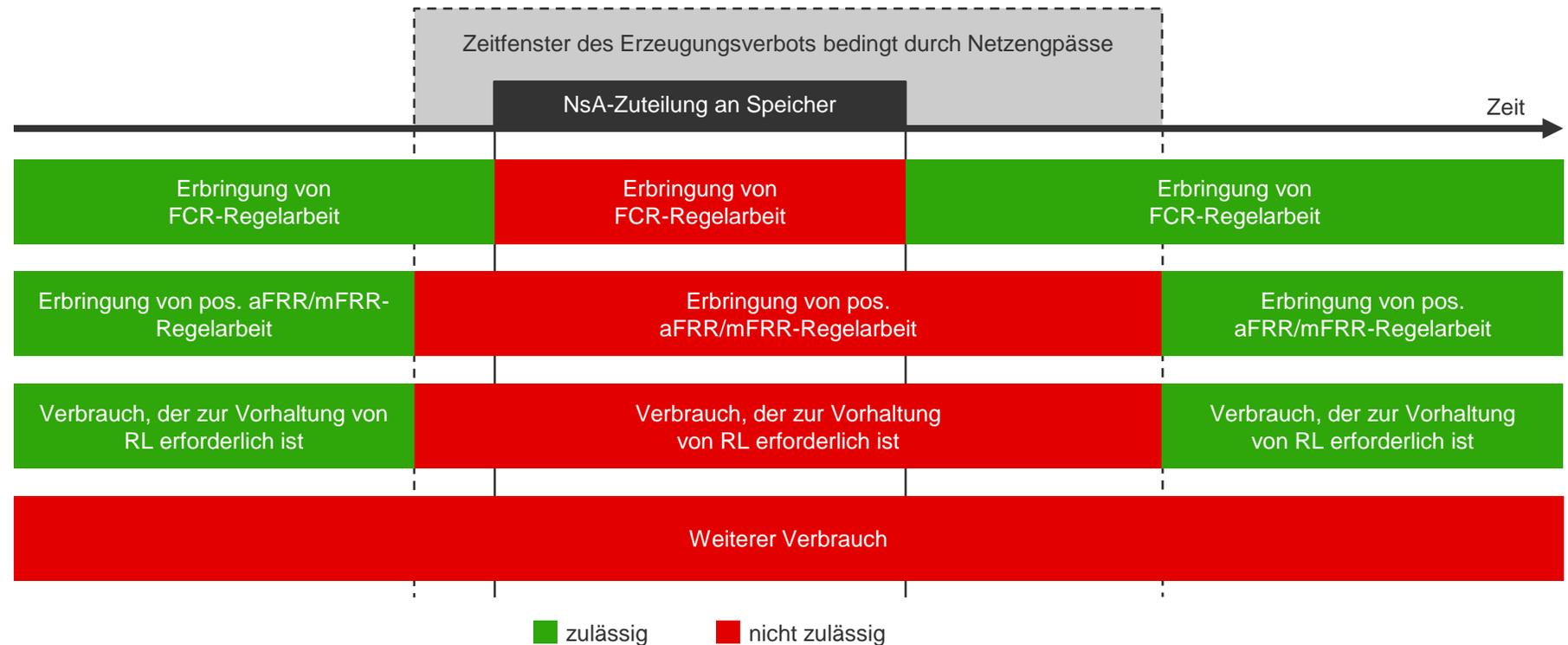
- „Netzgekoppelte Stromspeicher“ müssen **separat von weiterem Verbrauch/Erzeugung gezählt und bilanziert** werden (eigene Marktlokation).
- Für diese Anlagen ist ein **Verbrauch von Strommengen außerhalb der Zuteilung von Abregelungsstrommengen grundsätzlich nicht zulässig**. Dafür gibt es aber Ausnahmen:
 - monatlicher Verbrauch bis 2% des Volllastbetriebs
 - Erbringung von Regelarbeit
 - Verbrauch, der zur Vorhaltung von Regelleistung erforderlich ist (z.B. Erreichen des nötigen State of Charge)
- Darüber hinaus gilt für Stromspeicher ein **Erzeugungsverbot in prognostizierten Engpasszeitfenstern**. Diese Zeitfenster werden am Vortag um 10:00 auf [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de) veröffentlicht. Eine Ausnahme ist jedoch für die Erbringung von Primärregelarbeit (FCR) vorgesehen.

Zusätzlichkeitskriterien Segment 2

Segment 2
Netzgekoppelte
Stromspeicher



Bestehende Netzengepässe dürfen nicht verstärkt werden. Daher sind Einschränkungen beim Betrieb des Stromspeichers notwendig:



Zusätzlichkeitskriterien Segment 3

Segment 3
Elektrolyseuren und
Großwärmepumpen



- Anlagen aus dem Segment 3 „Elektrolyseure und Großwärmepumpen“ müssen **nach dem 29.12.2023 in Betrieb genommen** worden sein.
- Der Betrieb dieser investiv-zusätzlichen Anlagen ist **nicht eingeschränkt** (außer Doppelvermarktungsverbot).

TOP4

Operativer Prozess und Datenaustausch

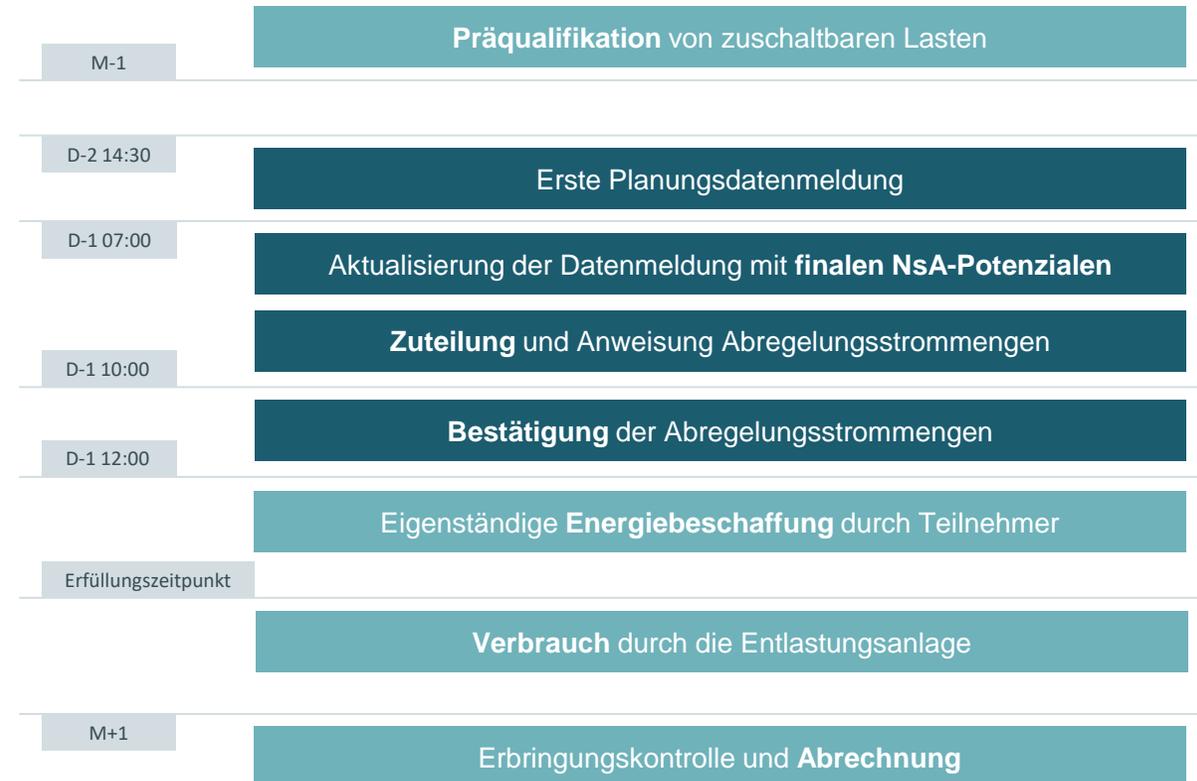
Wesentliche operative Prozessschritte

Nach Präqualifikation der zuschaltbaren Last und Abschluss des Rahmenvertrags wird die Last in den operativen Prozess aufgenommen.

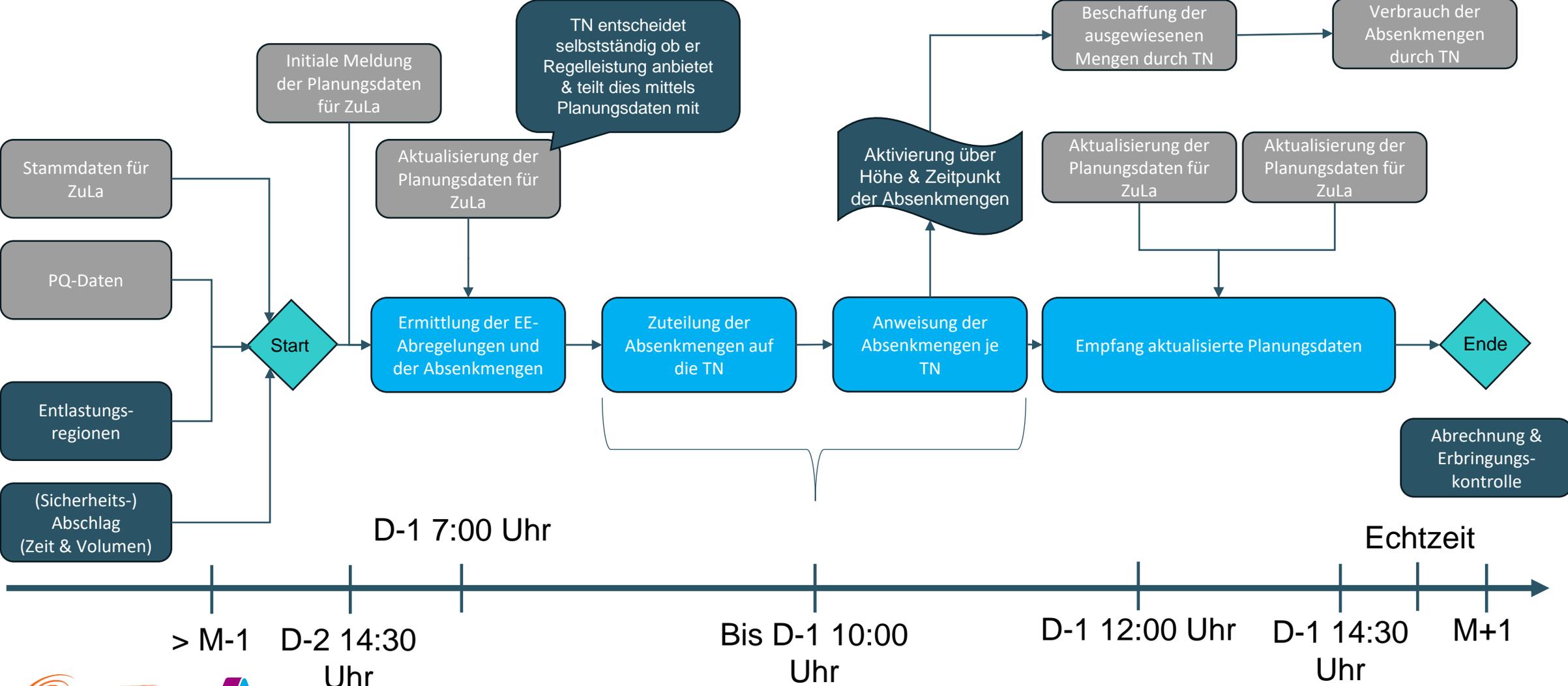
Im operativen Prozess werden jeden Tag die folgenden Prozessschritte durchlaufen:

- **Meldung der NsA-Potenziale** bis D-1 7:00 Uhr
- Bei Zuteilung von Abregelungsstrommengen, die **Anweisung an die Entlastungsanlage** bis D-1 10:00 Uhr
- Nach einer Anweisung, die **Bestätigung der Abregelungsstrommengen** bis D-1 12:00 Uhr
- **Beschaffung und Verbrauch** der bestätigten Abregelungsstrommengen

Nachgelagert die Abrechnung der Einzelmaßnahmen.



Operativer Prozess – vereinfachte Darstellung



Operativer Datenaustausch mit EIV

- Für den Datenaustausch zwischen Teilnehmer und dem ÜNB wird ein Datenaustauschprozesse angelehnt an die **ERRP-Datenaustauschprozesse der SO GL** genutzt. Dieser wird klassisch für den Datenaustausch zwischen Erzeugungsanlagen und ÜNB verwendet.
- Die entsprechenden [Implementierungsvorschriften](#) sind auf der [netztranspranz.de](#) veröffentlicht genauso wie vorgesehene Abweichungen davon in den Vertragsunterlagen von [Nutzen statt Abregeln](#).
- Dieser Datenaustauschprozess regelt den **zyklischen Datenaustausch**, den zu nutzenden **Datenweg** zwischen Teilnehmer/Einsatzverantwortlichen und ÜNB sowie die verwendeten **xml-Datenformat**.
- Kleinanlagen <100kW können aggregiert an NsA teilnehmen und sind dann **auf Aggregationsebene** zur Datenmeldung verpflichtet. Die Anweisung durch den ÜNB erfolgt ebenfalls auf Aggregationsebene.

Home > Strommarktdesign > SO-Verordnung > Datenaustausch > Implementierungsvorschriften

Implementierungsvorschriften

Prozess- und Formatbeschreibungen bilden neben dem Rahmendokument den Hauptteil der Implementierungsvorschriften für den Datenaustausch im Rahmen der Übertragungsnetzbetrieb-Verordnung (SO GL).



Die Implementierungsvorschriften nach Artikel 40 Absatz 7 der SO GL (Systems Operation Guideline – Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb) wurden auf Grundlage des durch die [Bundesnetzagentur](#) [©] genehmigten Datenbedarfs nach Artikel 40 Absatz 5 erarbeitet.

Neben dem aus zwei Teilen bestehenden Rahmendokument umfassen die Implementierungsvorschriften im Wesentlichen Prozess- und

Formatbeschreibungen.

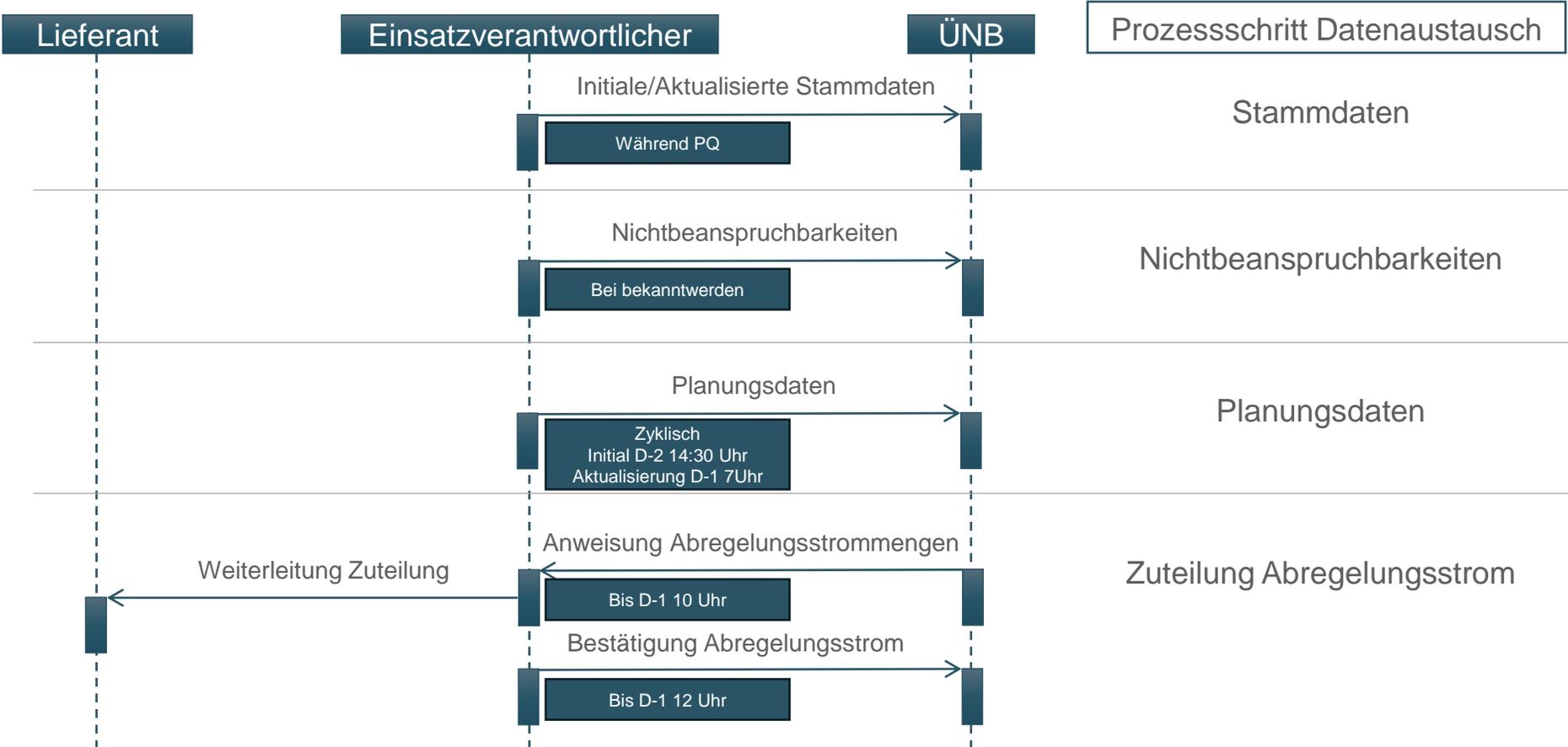
Hier finden Sie die Implementierungsvorschriften inklusive Überarbeitungen und Erweiterungen jeweils als ZIP-Ordner zum Download (die neuesten Dateien liegen zuoberst):

14.02.2024

Die vier deutschen ÜNB [©] möchten darauf hinweisen, dass die Änderungen im Format zum Austausch der Nichtbeanspruchbarkeiten (NiBa) zum 01.04.2024 im RD 2.0 keine Auswirkungen auf den Datenaustausch bzw. das Format zum Austausch der NiBa gemäß SO GL haben. Es wurden lediglich zwei weitere Reason-Codes für die Nichtverfügbarkeit ergänzt („Einschränkung auf Grund von Primärenergieträgermangel“ und „Vollständige Nichtverfügbarkeit auf Grund von Wartungsarbeiten“), welche ab dem 01.06.2024 eingeführt werden. Ansonsten erfolgen die NiBa-Meldungen im SO GL-Datenaustausch ab dem 01.04.2024 unverändert.

[sogl_40-7_sogl_Implementierungsvorschriften_stand_2024_02_14, ZIP, 7.92 MB, 14.02.2024](#)

Sequenzdiagramm Datenaustausch mit dem Einsatzverantwortlichen



Koordination mit Regelleistung

- Für die drei Segmente ist eine **Teilnahme am Regelleistungsmarkt außerhalb der 13k-Zuteilungszeitfenster** und Engpasszeitfenster grundsätzlich möglich.
- Die Prozesse laufen am Vortagvormittag parallel:



- Der Teilnehmer muss **selbstständig am Vortag bis 07:00 bewerten**, ob er seine Leistung am Regelleistungsmarkt vermarktet oder sie im Rahmen von „Nutzen statt Abregeln“ anbietet.



Bei Segment 2 sind die Verbräuche erlaubt, die zur Regelleistungsvorhaltung notwendig sind (z.B. **SoC-Management**). Die Notwendigkeit dieser Verbräuche soll nachweisbar sein und die Regelleistungsvorhaltung in den KWEP-Daten gemeldet werden.

Zuteilung der Abregelungsstrommengen

Zuteilung

- Zuteilung der Abregelungsstrommenge erfolgt nach **prorata Regel je Entlastungsregion**. Entscheidend ist hierbei der **Anteil des meldeten NsA_Potenziales einer Anlage an der Gesamtmenge** des gemeldeten NsA_Potenziales aller Anlagen.
- Je Zeitstunde und Entlastungsregion wird geprüft, ob die Abregelungsstrommenge größer als das gesamte gemeldete NsA-Potential aller Teilnehmer einer Entlastungsregion ist:
 - Abregelungsstrommenge \geq Gesamt gemeldete NsA-Potenzial \rightarrow Jeder TN erhält das von ihm gemeldete NsA-Potenzial
 - Abregelungsstrommenge $<$ Gesamt gemeldete NsA-Potenzial \rightarrow Prorata Regel

Bestätigung



Für Stromspeicher gilt: energetische Kapazitätsbeschränkungen sind nach der Zuteilung durch die Bestätigung des Teilnehmers dem ÜNB mitzuteilen.

Mögliche Anwendungsfälle für Netzbetreibereingriffe des ANB und vorgelagerter VNB im Rahmen der Erprobungsphase zur Sicherstellung des sicheren Netzbetriebs

1. Einmalige Prüfung im Rahmen der Teilnehmer-Vorbereitung zur Registrierung (Präqualifikationsprozess). Bei Anpassungen ggf. erneute Abfrage. Umsetzung über Formular im Rahmen der Registrierung (Anlage 3 „ANB-Bescheinigung“ im Präqualifikationsprozess)
2. Tagesprozesse vor D-1 6 Uhr. Umsetzung über bilaterale Meldung vom ANB an Teilnehmer vor D-1 6 Uhr. Teilnehmer meldet über NsA-Potentiale im Anschluss weiter an ÜNB.
3. Kurative ad-hoc Prozesse bis Echtzeit (Notfallprozess). Umsetzung über bestehende Notfallprozesse.

Die Umsetzung ist abhängig von Leistungsgröße und Teilnehmerzahl. Die Prozessauswirkung und -umsetzung ist daran zu bemessen. Im Rahmen der Erprobungsphase wird zwischen den betroffenen Netzbetreibern an möglichen Prozessweiterentwicklungen gearbeitet.

Bilanzierung

- Die Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs für die durch die ÜNB zugeteilten Abregelungsstrommengen **erfolgt eigenständig durch den berechtigten Teilnehmer**, der eine Zuteilung für eine ihm zugeordnete Entlastungsanlage erhalten hat.
- Der berechtigte Teilnehmer kann zum Zweck der Durchführung **einen Dritten beauftragen** (z.B. Lieferant).
- Die Verpflichtungen des Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Entnahmestelle bleiben unberührt.
- Der Teilnehmer, bzw. Lieferant ist **frei in der Strombeschaffung** (Spotmarkt, PPA etc.). Der DA-Spotpreis wird jedoch als Referenzpreis für die Vergütung genutzt.

Operative Datenveröffentlichungen

D-1 10 Uhr

- **Ausgewiesene Abregelungstrommengen** pro Entlastungsregion
- **Zugeteilte Abregelungsstrommengen** pro Entlastungsregion
 - Aggregierte, anonymisierte Werte über alle Entlastungsanlagen in der Region
- **Zeitfenster des Erzeugungsverbots** für Stromspeicher für jede Entlastungsregion
 - Im Falle, dass für einen Zeitraum und eine Entlastungsregion eine Abregelungsstrommenge ausgewiesen wird, gilt für diesen Zeitraum ein Erzeugungsverbot.
 - Zeitlicher Sicherheitszuschlag: Dieser gilt für die Zeit vor bzw. nach der Ausweisung von Abregelungsstrommengen (Q4/2024: 0h)

Die Veröffentlichungen erfolgen auf netztransparenz.de. Daten werden zum **Download** bereitgestellt.

Zusätzlich wird eine **WebAPI** eingerichtet, um Marktteilnehmern einen automatisierten Zugriff auf die Daten zu ermöglichen.

TOP5

Vergütung

Vergütungsrahmen: Übersicht

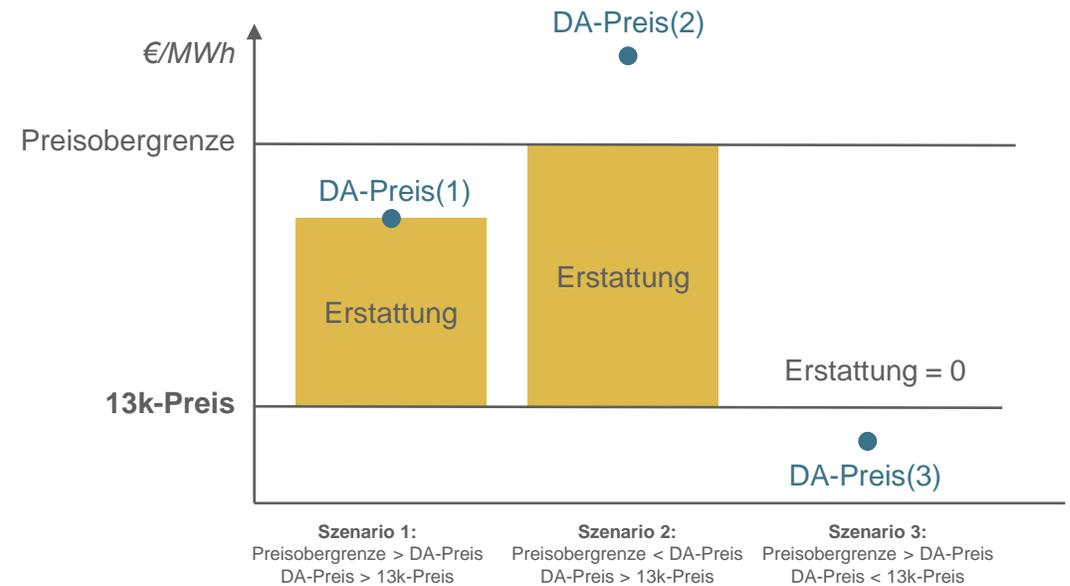
- Der Vergütungsrahmen zum §13k EnWG sieht für teilnehmende Lasten eine **Erstattung wesentlicher Teile der Stromkosten** vor. Die Vergütung von 13k-Stromverbräuchen besteht aus zwei Komponenten:



- Der Vergütungsrahmen und die darin vorgesehenen Erstattungen wurde unter folgenden **Prämissen** entwickelt:
 - Es soll ein **kostensenkender Effekt** gegenüber alternativen Redispatch-Referenzkosten gewährleistet werden (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG). Eine Kompensation der Stromnebenkosten ist daher bis zur Höhe der Redispatch-Referenzkosten möglich.
 - Die Beschaffung des notwendigen **bilanziellen Ausgleichs** für die zugeteilten Strommengen liegt in der Verantwortung des Teilnehmers.

Finanzielle Erstattung

- Die von den ÜNB an die Teilnehmer auszahlende finanzielle Erstattung bemisst sich an der **Differenz zwischen dem 13k-Preis und dem Referenzpreis**.
- Der Referenzpreis ist hierbei entweder **der Day-Ahead-Auktionspreis** oder die 13k-Preisobergrenze (für Q4 2024: 542 €/MWh). Die Preisobergrenze wird anhand der maximalen spezifischen Kosten der innerdeutschen Netzreserve des vorangegangenen Kalenderjahres festgelegt.
- Wenn DA-Preis < 13k-Preis, erfolgt **keine Rückzahlung vom Teilnehmer an ÜNB**. Ggf. wird die SNK-Kompensation gekürzt.



Bestimmung des 13k-Preises

- Bei Konzepterstellung bekannter, hauptsächlicher Teilnehmerkreis (auch im PKNS-Papier genannt): P2H, H2-EL.
- Der 13k-Preis orientiert sich konzeptionell an den **Produktionskosten unter Anwendung einer fossilen Technologie**, die durch die Entlastungsanlagen substituiert wird.
- Dabei ist der **Erdgaspreis eine maßgebliche Referenz**, da:
 - PtH-Anlagen (strombasierte Wärmeerzeugung) in Konkurrenz zu einer gasbasierten Wärmeerzeugung stehen
 - Elektrolyseure (strombasierte H2-Erzeugung) in Konkurrenz mit Erdgasreformierung (gasbasierte H2- Erzeugung) stehen
- Aufgrund dessen werden die „erwarteten Gaskosten“ (Gaspreis, Netznutzung, ...) des **marginalen Teilnehmers (PtH)** als Referenz zur Bestimmung des 13k-Preises herangezogen, damit eine Teilnahme beider Technologien ermöglicht werden kann.
- Mit einem **zusätzlicher Abschlag von 33%** wird ein finanzieller Anreiz zur Teilnahme hergestellt.

13k-Preis für den Start des Instruments (Q4 2024): 40,35 €/MWh

Kompensation von Stromnebenkosten

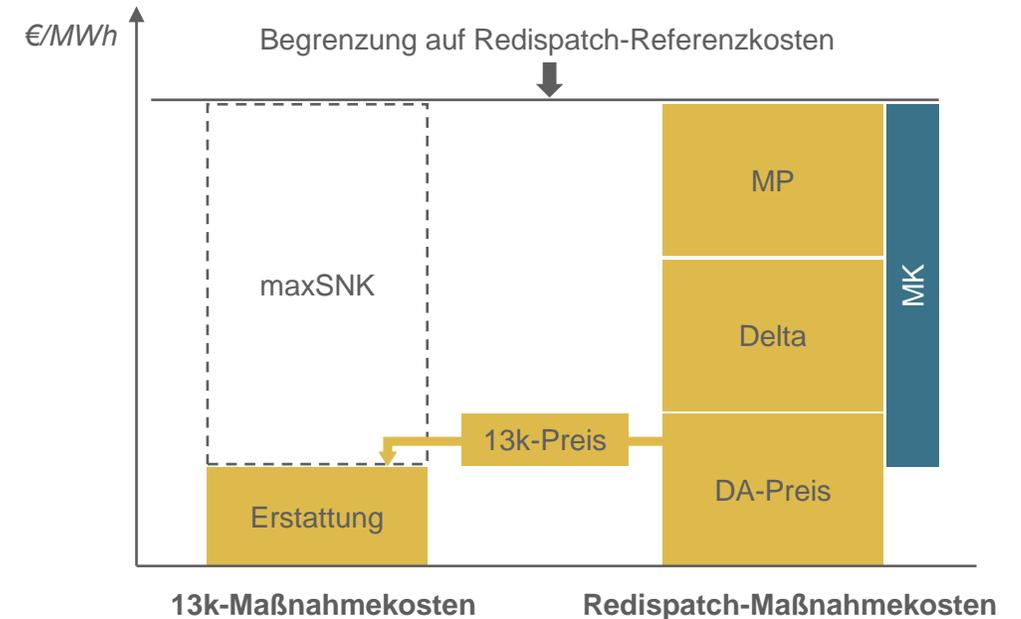
- Im Rahmen von § 13k EnWG werden dem Teilnehmer die **Stromnebenkosten (SNK) (teil-)erstattet**.
- Zu den SNK gehören: Netzentgelte, KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage, Umlage nach §19 Abs. 2 Strom NEV, Stromsteuer.
- Um den **kostensenkenden Effekt** zu garantieren, ist die SNK-Kompensation maximal bis zur Höhe der **Redispatch-Referenzkosten** möglich:

$$\text{maxSNK} \leq \text{Delta} + \text{MP} + \text{13kPreis}$$

Delta: erwartete durchschnittliche Differenz der spezifischen Kosten für positiven Redispatch gegenüber dem durchschnittlichen DA-Preis in ÜNB-bedingten EE-Abregelungsstunden

MP: Marktprämie

Erstattung = Strom-Börsenpreis – 13k-Preis



$$\text{Mehrkosten RD (MK)} = \text{13k-Preis} + \text{Delta} + \text{MP}$$

MK für Q4 2024: 148,38 €/MWh

Berechnung der SNK-Kompensation

- Vor der Teilnahme erfolgt eine **Abstimmung zur SNK-Kompensation** und ggf. eine Bestätigung durch die ÜNB des Niveaus der SNK-Kompensation (u.a. der fixen Komponente) für den kommenden Zeitraum. Im Gegenzug verpflichtet sich der Teilnehmer, ein bestimmtes Maß an Verfügbarkeit über den Zeitraum zu gewährleisten.

Mindestverfügbarkeitsstunden für Q4 2024: 1.000 Std.

Jedoch sollte eine dauerhafte Verfügbarkeit durch den Teilnehmer angestrebt werden

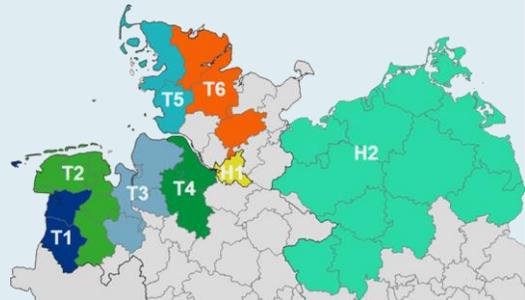
- Bei der Abstimmung der SNK-Kompensation werden zunächst die variablen SNK ermittelt und geprüft, ob diese die maximal mögliche SNK-Kompensation übersteigen.
 - Wenn ja: die variablen SNK werden bis zur Höhe der maximal möglichen SNK-Kompensation erstattet. Eine Kompensation der fixen SNK ist in diesem Fall nicht möglich.
 - Wenn nein: die variablen SNK werden komplett erstattet. Das verbleibende Delta zwischen variablen SNK und maximal möglichen SNK-Kompensation über die erwarteten Betriebsstunden wird zur Erstattung der fixen SNK (NNE-Leistungspreis) genutzt.

Berechnung der SNK-Kompensation

- Die erwarteten Betriebsstunden zur Bestimmung der möglichen Kompensation der fixen SNK werden vor jedem Zeitraum auf netztransparenz.de veröffentlicht.

Region	Okt 24	Nov 24	Dez 24
T1	197	241	261
T2	237	319	334
T3	257	329	343
T4	259	329	343
T5	68	123	134
T6	66	119	153
H1	216	300	324
H2	93	112	199

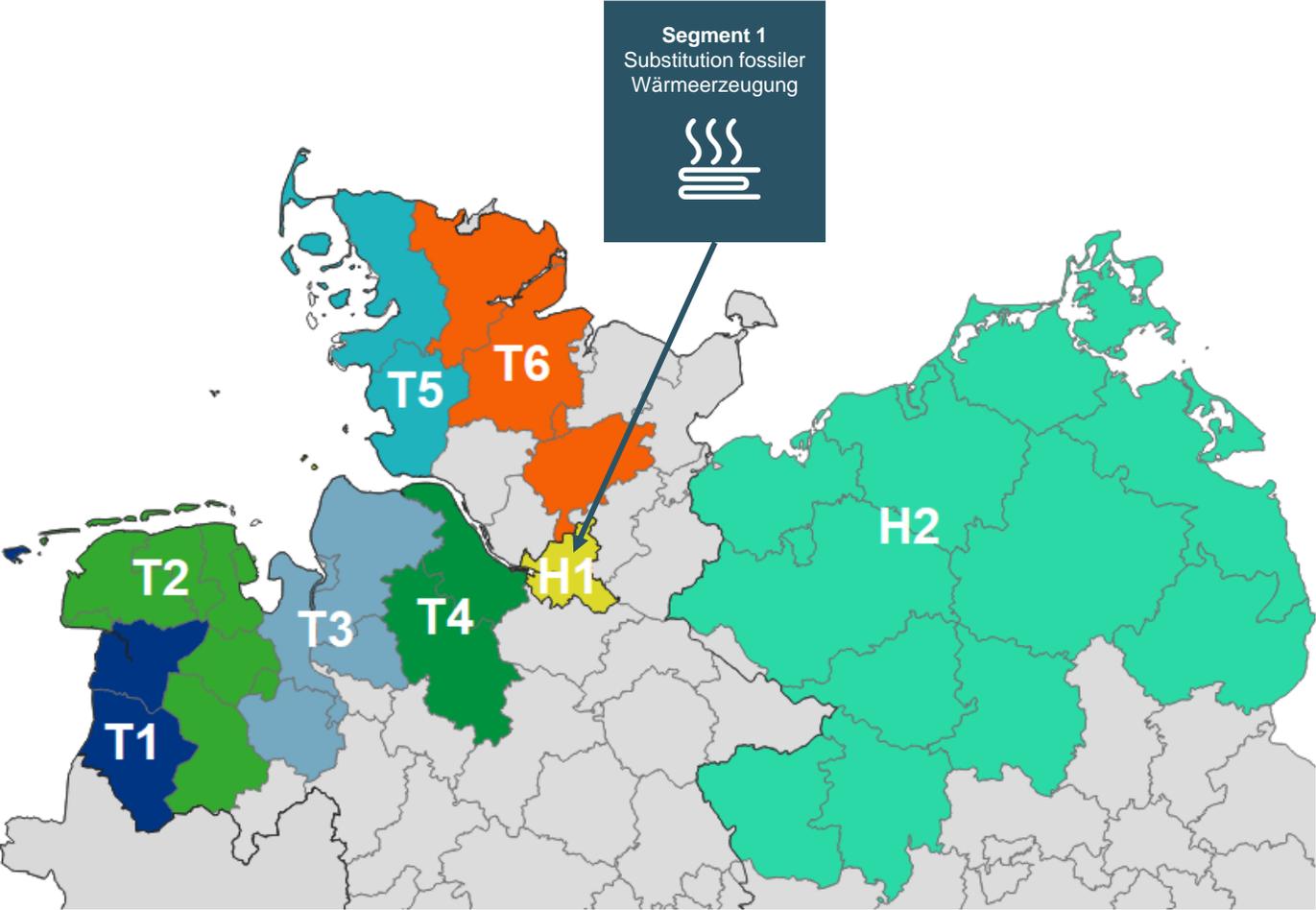
Q4 2024



- Die exakte Berechnung der möglichen fixen SNK-Kompensation kann im [ÜNB-Umsetzungskonzept](#) sowie im dafür vorgesehenen [Berechnungstemplate](#) nachvollzogen werden.

Beispiel

1 MW PtH in der HS



Teilnahme in Q4 2024

Beispiel

Ermittlung der variablen SNK-Kompensation

- Berechnung der variablen SNK (SNK_v):

Preisblatt, gültig ab 01.01.2024
Preis für zwei Nachkommastellen, Tagespreisgarantie auf zwei Nachkommastellen gerundet
365 Tage/Jahr

Stromnetze

Die Netzentgelte für SLP-Kunden in der Hochspannungsebene bestehen aus einem Arbeits- und einem Grundpreis.
Der Grundpreis findet keine Anwendung für Speicherkunden und sonstige steuerbare Verbrauchereinheiten im separaten
Zähler eines Freischaltzuges.

Position	Einheit	Wert
Arbeitspreis für Speicherkunden	ct/kWh	1,890
Arbeitspreis für steuerbare Verbrauchereinheiten (Hochspannung ab 11.12.2023)	ct/kWh	0,480
Stromnetze		
Grundpreis für steuerbare Verbrauchereinheiten (Hochspannung ab 11.12.2023)	ct/kWh	102,28
Grundpreis für steuerbare Verbrauchereinheiten (Hochspannung ab 11.12.2023)	ct/kWh	0,480
Grundpreis		
Arbeitspreis	ct/kWh	0,1033443
Grundpreis	ct/kWh	0,1033443

Die Netzentgelte für RLK-Kunden richten sich nach der Spannungsebene, dem Spannungsniveau, an dem die jeweilige Ertraherebene angeschlossen ist.

Spannungsebene	Spannungsniveau	Arbeitspreis	Grundpreis
Hochspannung > 110 kV	Arbeitspreis	1,890	
	Grundpreis		102,28
	Arbeitspreis	0,480	
	Grundpreis		0,480
Hochspannung 110 kV	Arbeitspreis	0,480	
	Grundpreis		102,28
	Arbeitspreis	0,480	
	Grundpreis		0,480
Hochspannung 110 kV	Arbeitspreis	0,480	
	Grundpreis		102,28
	Arbeitspreis	0,480	
	Grundpreis		0,480

Komponente	Einheit	Wert
NNE-Arbeitspreis	ct/kWh	1,890
KWKG-Umlage	ct/kWh	0,275
Offshore-Netzzumlage	ct/kWh	0,656
§19 Abs.2 Strom NEV	ct/kWh	0,643
Stromsteuer	ct/kWh	2,050
Summe	ct/kWh	5,514
	€/MWh	55,14

- Abgleich mit Mehrkosten des Redispatches:

$$SNK_v (55,15 \text{ €/MWh}) < MK \text{ für Q4 2024 } (148,38 \text{ €/MWh})$$

→ Volle Kompensation der variablen SNK

Beispiel

Ermittlung der fixen SNK-Kompensation

- Berechnung der fixen SNK (SNK_f):



Komponente	Einheit	Wert
NNE-Leistungspreis für Okt.-Dez. 2024	ct/kW	41,745
	€/MW	41.745,00

- Erwartete Betriebsstunden über den Zeitraum (Bh_x_Rest):

Region	Okt 24	Nov 24	Dez 24
H1	216	300	324

→ 840 Stunden

- Berechnung der „Ersparnisse“ über die erwarteten Betriebsstunden:

$$(MK - SNK_v) * Bh_x_Rest = (148,38 - 55,14) * 840 = 78.321,60 \text{ €/MW}$$

→ **Volle Kompensation der fixen SNK** (unter Vorbehalt der Einhaltung der Mindestverfügbarkeit von 1000 Stunden)

Pönale

- Die Pönale soll Missbrauch bei Teilnehmern verhindern. Um das Missbrauchspotenzial zu beseitigen, muss die Pönale sicherstellen, dass der Verbrauch des zugeteilten Volumens wirtschaftlicher ist als z.B. der Weiterverkauf am Intraday-Markt:

$$\text{Pönale} = \text{MAX} (\text{ID_AEP} - \text{DA}; 0)$$

- Die Pönale wird für jede Stunde mit der **Differenz aus zugeteilter Abregelungsstrommenge und der vom Teilnehmer verbrauchten Abregelungsstrommenge** multipliziert:

$$\text{Pönalenzahlung} = \text{MAX}(\text{ID}_{\text{AEP}} - \text{DA}; 0) * \text{MAX}(\text{ZUT} - \text{VER}; 0)$$

Gilt der zugeteilte Abregelungsstrom als grün?

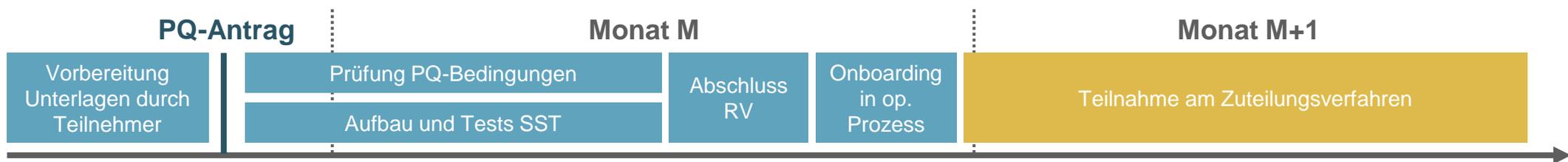
- Bei der Zuteilung von Abregelungsstrommengen werden dem Teilnehmer **keine Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien gemäß § 42 EnWG** zugestellt.
- In bestimmten Fällen können jedoch die mit den zugeteilten Regelenenergiemengen produzierten Erzeugnisse als grün gekennzeichnet werden:
 - Der **Wasserstoff**, der anhand von „Nutzen statt Abregeln“-Strom erzeugt wird, gilt nach § 9 der Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen als grün (37. BImSchV).
 - Für die aus „Nutzen statt Abregeln“-Strom produzierte **Wärme** werden künftig Herkunftsnachweise für Wärme zugestellt (§ 16 der Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung).

TOP6

Vorgehen für die Teilnahme

Prozess: Wie erreiche ich eine Teilnahme?

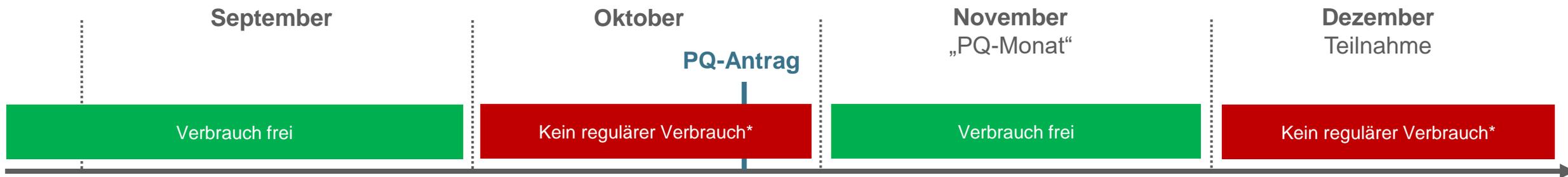
- Die Anlagen muss zuerst präqualifiziert werden. Dazu stellen Sie einen **Präqualifikationsantrag beim Anschluss-ÜNB**:
 - **50Hertz** (Entlastungsregionen H1, H2): 13k@50hertz.com
 - **Tennet** (Entlastungsregionen T1-T6): 13k@tennet.eu
- Während der Antrag durch den ÜNB geprüft wird, werden die **notwendigen Schnittstellen (SST)** für den operativen Datenaustausch geschaffen und getestet.
- Nach erfolgreicher Präqualifikation wird ein **Rahmenvertrag (RV)** zwischen dem Teilnehmer und dem ÜNB abgeschlossen und die Anlage kann am ersten des Folgemonats am Zuteilungsverfahren von Abregelungsstrommengen teilnehmen.



- Der Teilnehmer ist für die **Vollständigkeit** der Unterlagen zuständig. Ggf. sind fehlende Unterlagen umgehend nachzureichen und die Prüfdauer kann sich verlängern.

Prüfung des Verbrauchsverbots: Beispiel für die Präqualifikation

Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben und BNetzA-Festlegung zum Verbrauchsverbot (Segment 1 und 2):



*** Ausnahmen zum Verbrauchsverbot:**

- monatlicher Verbrauch bis 2% des Volllastbetriebs
- Für Segment 1: Verbrauch in An- und Abfahrtrampen (diese müssen in der Präqualifikation gemeldet werden)
- Erbringung von Regelarbeit
- Für Segment2: Verbrauch, der zur Vorhaltung von Regelleistung erforderlich ist (z.B. Erreichen des nötigen State of Charge)

TOP7

Ausblick und Kontakt

Nächste Schritte

- **Ab jetzt** Übermittlung von Präqualifikationsanträgen an Anschluss-ÜNB (**für eine Teilnahme ab dem 1.10. muss ein PQ-Antrag vor dem 1.9. eingehen**)
- **1.9.** Start der Prüfung von Präqualifikationsanträgen durch Anschluss-ÜNB
- **1.10.** Go Live (erste operative Datenmeldung, Prognose, Zuteilung und Anweisung am 30.09.2024 Vormittag)
- **1.11.** VÖ ÜNB-Parameter für den Zeitraum 2 (Kalenderjahr 2025)
- **Parallel zur Erprobungsphase:**
 - Evaluierung und Umsetzung von Ausschreibungen auf Basis Erfahrungswerten von Erprobungsphase
 - Anpassung des ÜNB-Umsetzungskonzeptes und der Vertragsunterlagen in Vorbereitung von Einführung des Zielmodells
- **Oktober 2026** Umstellung auf marktbasierete Ausschreibung

Kontakte

- Bei **generellen Fragen**: [Kontaktformular der netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de) (Thema „Nutzen statt Abregeln“)
- Formelle **Präqualifikationsanträge** sind an die Anschluss-ÜNB zu richten:
 - 50Hertz: 13k@50hertz.com
 - TenneT: 13k@tennet.eu
- Kontakt BNetzA: 13kEnWG@bnetza.de

Vielen Dank.