

**Initiative Energien Speichern e.V.**

Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

[info@energien-speichern.de](mailto:info@energien-speichern.de)

[www.energien-speichern.de](http://www.energien-speichern.de)

# Stellungnahme

zum Festlegungsentwurf von Bestimmungen für den  
Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz („WANDA“)

1	Einleitung .....	3
2	EU-Gasmarktpaket und Herangehensweise .....	3
3	Zahlen, Daten und Fakten .....	4
3.1	Lastfall „Dunkelflaute“ .....	4
3.2	Lastfall „Winter“ .....	6
3.3	Lastfälle „Herbst“ .....	8
3.3.1	Herbstlastfall Nord .....	9
3.3.2	Herbstlastfall Ost .....	11
3.3.3	Herbstlastfall Süd .....	12
3.3.4	Herbstlastfall West .....	14
3.4	Zwischenfazit zur Netznutzung .....	16
4	Übertragbarkeit der bisherigen Netzentgeltsystematik Gas .....	17
5	Empfehlung zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik Wasserstoff .....	18
6	Beachtung der Systemdienlichkeit von Ein- und Ausspeisungen .....	19
7	Zusammenfassung .....	20
8	Über uns .....	21
9	Transparenzhinweis .....	21
10	Kontakt .....	21

## 1 Einleitung

Am 9. April 2024 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Konsultation des Festlegungsentwurfs „von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus“ (WANDA) veröffentlicht. Gemäß Konsultationsdokument geht es in der Festlegung WANDA nicht um konkretisierende Festlegungen, z.B. von Kapazitätsprodukten und deren Laufzeit. Gleichmaßen werden noch keine Regelungen, z.B. von Entgeltrabattierungen an Speicheranschlusspunkten konsultiert. Vielmehr werden Grundsätze der Netzentgeltsystematik zur Diskussion gestellt. Die BNetzA hat um Stellungnahmen bis zum 30. April 2024 gebeten.

INES dankt für die Möglichkeit zur Konsultation und nimmt zum vorliegenden Festlegungsentwurf WANDA nachfolgend Stellung. Die Herangehensweise, zunächst Grundsätze für die Entwicklung einer geeigneten Netzentgeltsystematik Wasserstoff festzulegen, unterstützt INES. Dabei ist zu beachten, dass die Festlegung von Grundsätzen die weiteren Möglichkeiten zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik über konkretisierende Festlegungen beschränken wird. Aus diesem Grund gibt INES bereits im Rahmen der Stellungnahme erste Hinweise zu nachgelagerten Themen, ohne bspw. das Thema der Entgeltrabatte oder unterjährige Kapazitätsprodukte dabei eingehend zu betrachten.

## 2 EU-Gasmarktpaket und Herangehensweise

In der EU-Verordnung (2024/0282) über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff wird festgestellt:

*„Im Allgemeinen ist es am effizientesten, Infrastrukturen über Erlöse zu finanzieren, die bei den Nutzern der jeweiligen Infrastruktur erzielt werden, und Quersubventionen zu vermeiden“ (vgl. Seite 11).*

*„Die Netzentgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen den effizienten [...] Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden“ (vgl. S. 133).*

Im Weiteren beschreibt INES deshalb ausführlich, über welche Netzentgeltsystematik die Netznutzer an den Netzkosten beteiligt werden sollten und inwieweit dabei der effiziente Wettbewerb gefördert und eine Quersubvention zwischen Nutzern vermieden werden können. Dafür beleuchtet INES zunächst in Abschnitt 3 („Zahlen, Daten und Fakten“) die Lastfälle des Wasserstoff-Kernnetzes, um die zukünftige Netznutzung zu analysieren. Darauf aufbauend wird in Abschnitt 4 („Übertragbarkeit der bisherigen

Netzentgeltsystematik Gas“) die bisherige Netzentgeltsystematik Gas beschrieben und bewertet. Vor diesem Hintergrund wird im Abschnitt 5 („Empfehlung zur Ausgestaltung einer Netzentgeltsystematik Wasserstoff“) eine Empfehlung von INES zur grundsätzlichen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik Wasserstoff ausgesprochen. In Abschnitt 6 („Beachtung der Systemdienlichkeit von Ein- und Ausspeisungen“) wird abschließend kurz beleuchtet, inwieweit die netzdienliche Nutzung von an das Netz angeschlossenen Anlagen Berücksichtigung finden kann.

### **3 Zahlen, Daten und Fakten**

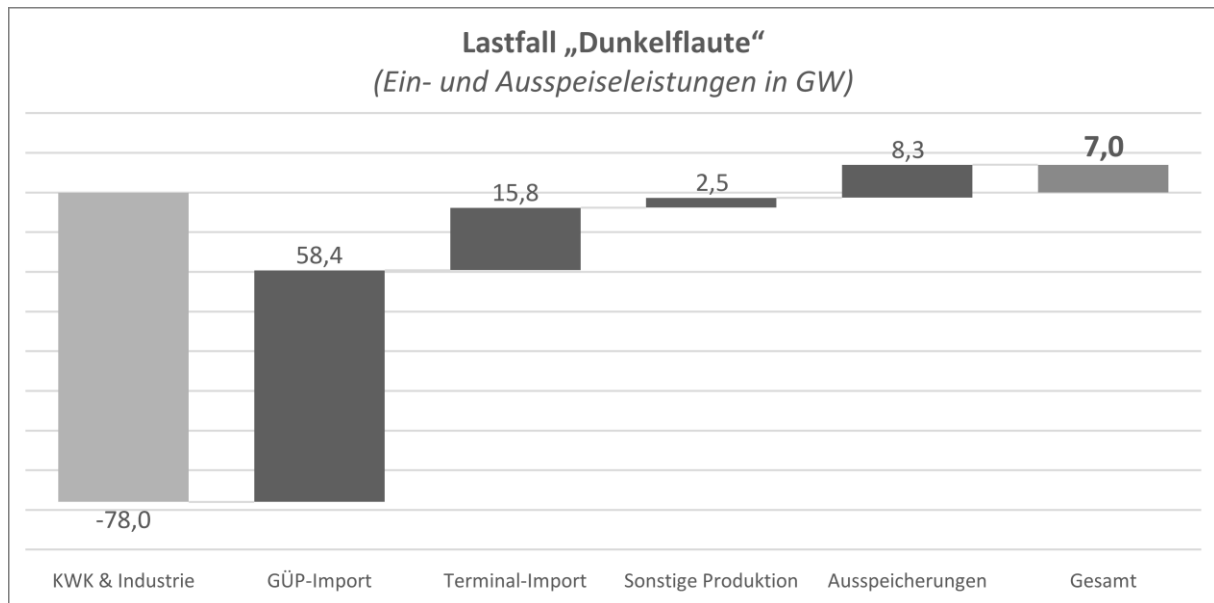
Um die zukünftige Netznutzung zu betrachten, bietet sich eine Analyse der dem Wasserstoff-Kernnetz zugrunde liegenden Lastfälle an. Bei den Lastfällen handelt es sich um punktuelle Anforderungen (im Sinne einer „Momentaufnahme“) an das Wasserstoff-Kernnetz, die ausschließlich mit Leistungswerten zu beschreiben sind und extreme von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) als auslegungsrelevant erachtete Transportanforderungen darstellen. Die Lastfälle beschreiben also die Nutzungsfälle des Netzes, die für die Auslegung und damit auch für die Netzkosten als relevant zu erachten sind.

Da die Lastfälle nur unzureichend von den FNB im Antragsentwurf für ein Wasserstoff-Kernnetz dargestellt worden sind, hat INES alle Lastfälle anhand der FNB-Projektdatenbank selbst im Rahmen einer [Detailanalyse](#) rekonstruiert.

#### **3.1 Lastfall „Dunkelflaute“**

Im Lastfall „Dunkelflaute“ wurde laut FNB ein Szenario untersucht, indem witterungsbedingt zu wenig Strom aus erneuerbaren Energien zum Betrieb von Elektrolyseuren bereitsteht. Die angenommenen Elektrolyseurs-Kapazitäten können in diesem Lastfall entsprechend nicht eingesetzt werden und produzieren keinen Wasserstoff. Zur Deckung des Strombedarfs ist darüber hinaus der Betrieb sämtlicher KWK-Anlagen erforderlich, sodass für die Anlagen ein Volllastbetrieb von den FNB angenommen wird. Die Ausspeiseleistungen bei industriellen Abnehmern werden ebenfalls zu 100 Prozent in diesem Lastfall angesetzt.

Aus den Angaben der FNB in Kombination mit der Projektdatenbank hat INES nachfolgenden Lastfall (vgl. Abbildung 1: Leistungsbilanz Lastfall „Dunkelflaute“) konkret abgeleitet.



*Abbildung 1: Leistungsbilanz Lastfall „Dunkelflaute“*

Entsprechend der zugrunde liegenden Annahmen, sind im Lastfall „Dunkelflaute“ Ausspeiseleistungen von KWK-Anlagen und industriellen Abnehmer von insgesamt 78 GW<sub>th</sub> zu decken. Zur Deckung der Verbrauchslast stehen laut FNB Grenzübergangspunkte, Terminals, sonstige Einspeisungen und Ausspeicherleistungen (Wasserstoffspeicher) vollständig zur Verfügung. Da allerdings die Grenzübergangspunkte (GÜP) und Terminalkapazitäten in der Kernnetzplanung mit deutlich größeren Ausspeiseleistungen angenommen werden, decken Importe über den Seefahrtsweg und Pipelines-Importe die Last bereits fast vollständig. Zusammen mit der sonstigen („nicht-volatilen“) Wasserstoffproduktion und Ausspeicherleistungen von 8,3 GW<sub>th</sub>, ergibt sich ein Bilanzüberschuss im Umfang von rd. 7 GW<sub>th</sub>. Damit steht die verfügbare Ausspeicherleistung der Wasserstoffspeicher fast vollständig redundant der Importkapazität gegenüber.

Auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen lässt sich die Flusssituation in diesem Lastfall ableiten (vgl. Abbildung 2: Flusssituation im Lastfall „Dunkelflaute“). Es entsteht ein umfangreicher Transportbedarf aus der Region Nord in die anderen drei Regionen Ost, Süd und West. Am anspruchsvollsten ist der Transport aufgrund eines starken Importüberschusses (GÜP und Terminals) von der Region Nord in Richtung der großen Verbrauchsschwerpunkte, die insbesondere in der Region West liegen.

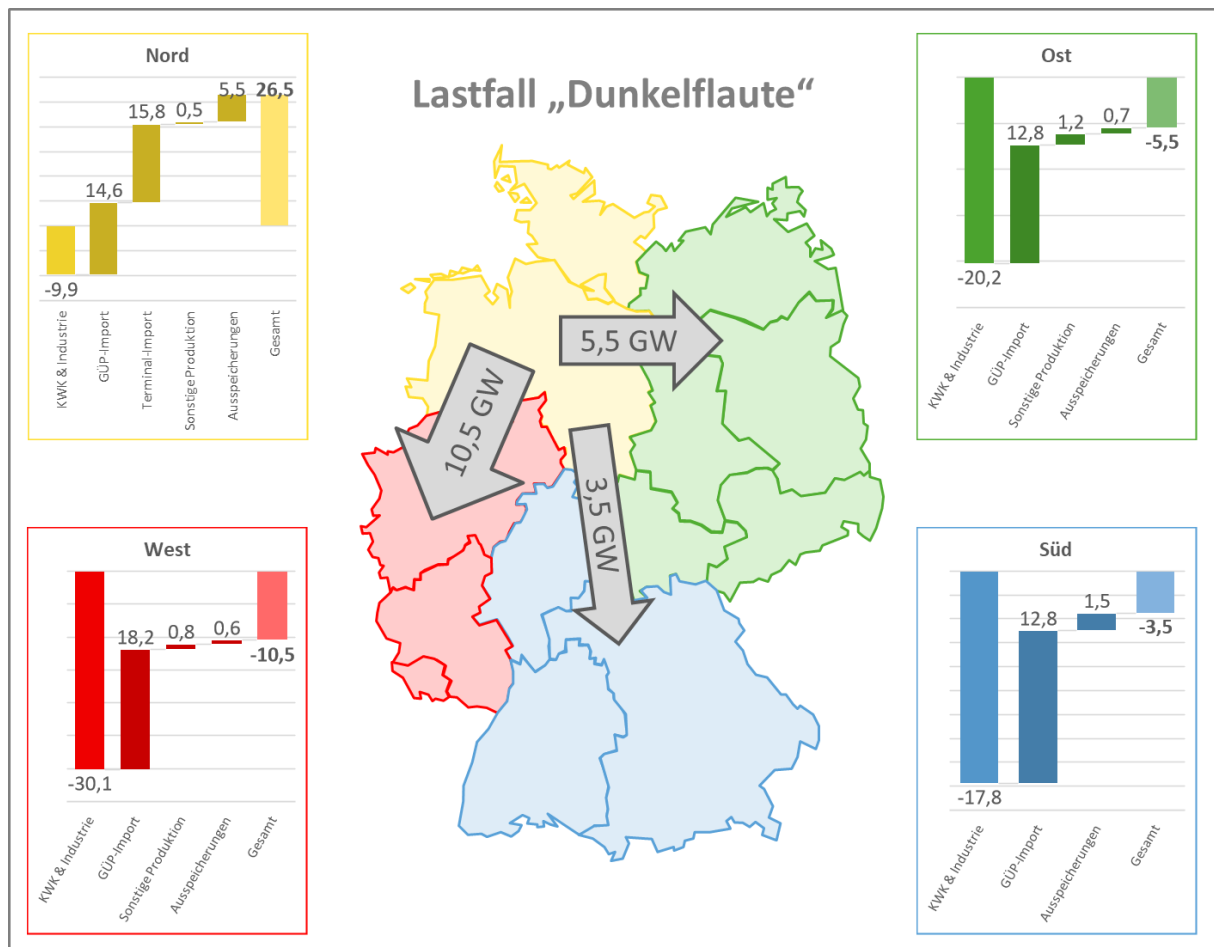


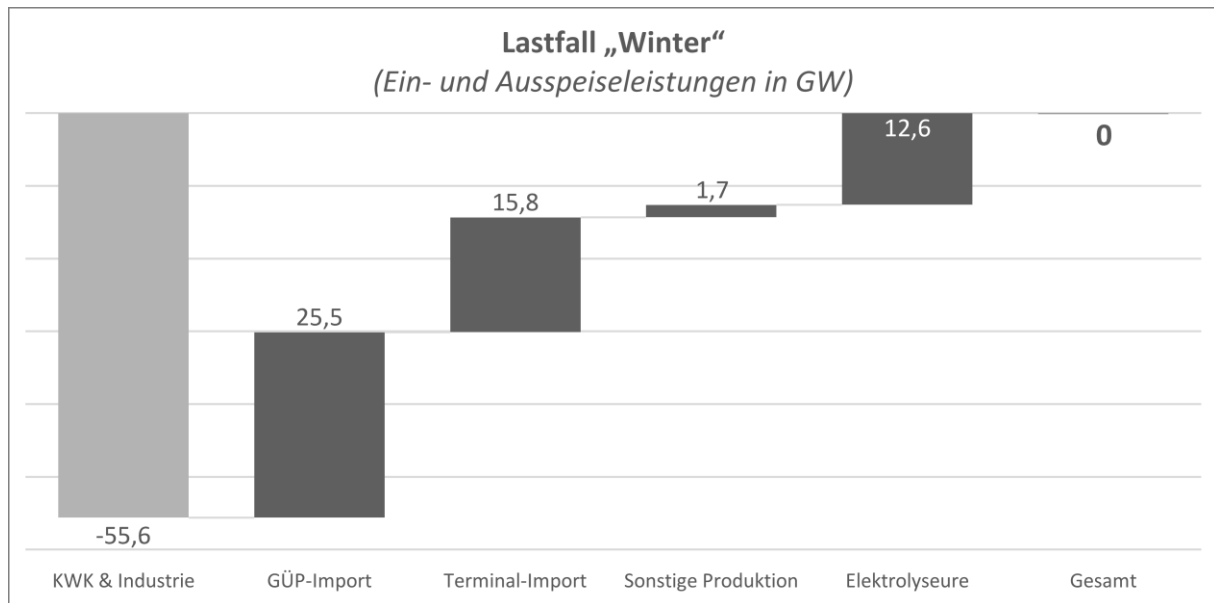
Abbildung 2: Flusssituation im Lastfall „Dunkelflaute“

Die Netznutzung ist im Lastfall „Dunkelflaute“ vor allem geprägt durch die Versorgung von KWK-Anlagen und industriellen Verbrauchern mit importiertem Wasserstoff.

### 3.2 Lastfall „Winter“

Im Lastfall „Winter“ werden laut FNB hohe Einspeiseleistungen und niedrige Abnahmeleistungen (Ausspeisungen) im Norden, niedrigen Einspeiseleistungen bei zeitgleich hohen Ausspeiseleistungen im Süden gegenübergestellt. Dazu werden die KWK-Anlagen von Nord nach Süd zunehmend (zwischen 68 und 100 Prozent) beschäftigt und die industriellen Ausspeiseleistungen werden im Süden zu 100 Prozent und ansonsten in einem Umfang von 20 Prozent angenommen. Reichen die Einspeisungen in der Region Nord nicht aus, werden die möglichst nördlich gelegenen Einspeiseleistungen zur Bilanzdeckung hinzugefügt. Weder Ein- noch Ausspeiseleistungen von Wasserstoffspeichern werden in diesem Lastfall berücksichtigt.

Aus den Angaben der FNB in Kombination mit der Projektdatenbank hat INES nachfolgenden Lastfall (vgl. Abbildung 3: Leistungsbilanz Lastfall „Winter“) konkret abgeleitet.



*Abbildung 3: Leistungsbilanz Lastfall „Winter“*

Entsprechend der zugrunde liegenden Annahmen sind im Lastfall „Winter“ Ausspeiseleistungen von KWK-Anlagen und industriellen Abnehmern von insgesamt rd. 56 GW<sub>th</sub> zu decken. Zur Deckung der Verbrauchslast werden gemäß dem Szenario zunächst die Einspeiseleistungen der Region Nord (definitionsgemäß ohne Wasserstoffspeicher) verwendet. Da die Einspeiseleistung in der Region Nord (GÜP, Terminals, sonstige Produktion und Elektrolyseure) mit einer Einspeiseleistung in Höhe von 39 GW<sub>th</sub> den gesamtdeutschen Bedarf nicht vollständig decken können, hat INES zusätzlich 17 GW<sub>th</sub> (GÜP, sonstige Produktion und Elektrolyseure) in der am nördlichsten gelegenen Region Ost zum Bilanzausgleich ausgewählt.

Auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen lässt sich die Flusssituation in diesem Lastfall ableiten (vgl. Abbildung 4: Flusssituation im Lastfall „Winter“). Es entsteht ein umfangreicher Transportbedarf aus den Regionen Nord und Ost in die drei anderen Regionen Mitte-Ost, Süd und West. Mit Abstand am anspruchsvollsten ist der Transport aufgrund eines sehr hohen Importüberschusses (GÜP und Terminals) von der Region Nord zu den großen Verbrauchsschwerpunkten in der Region West.

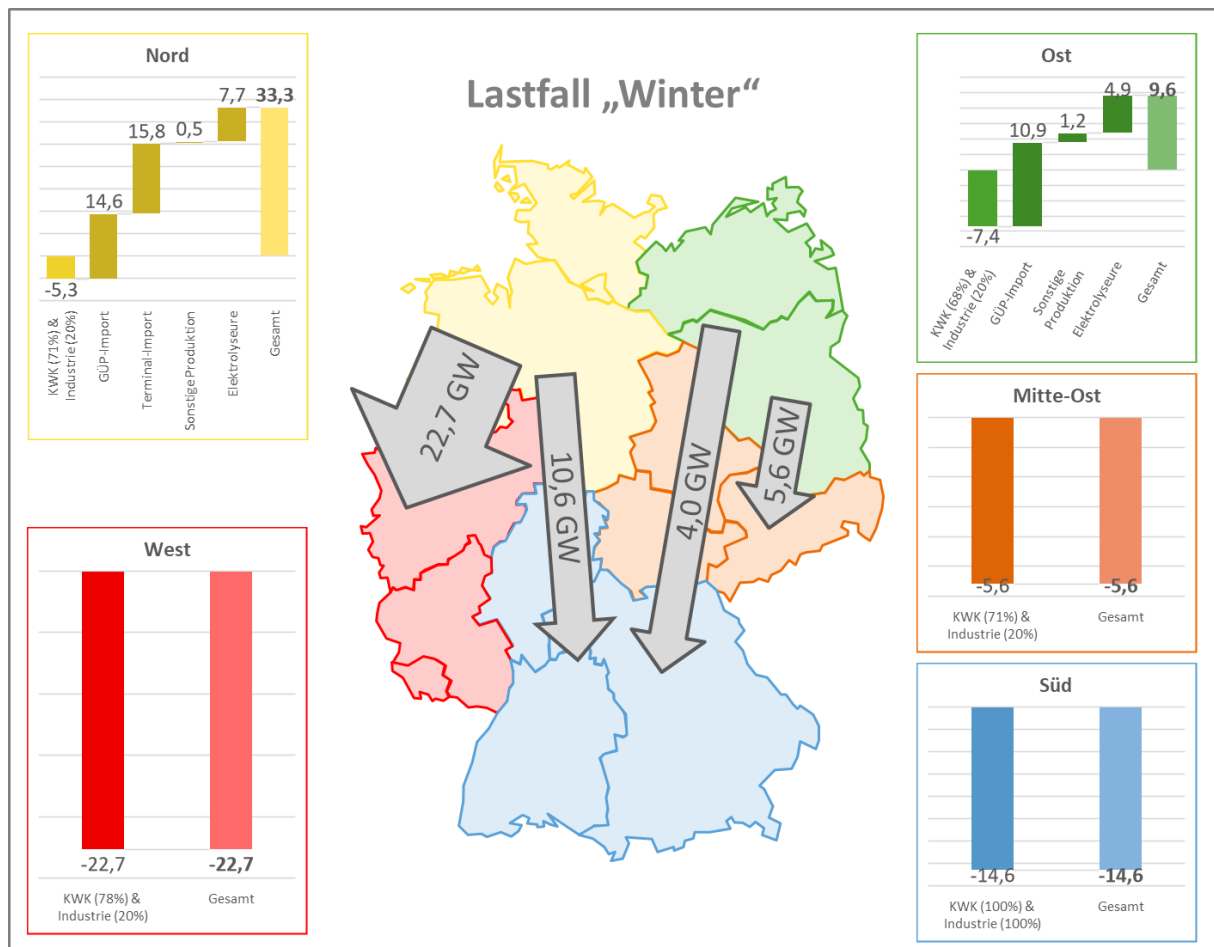


Abbildung 4: Flusssituation im Lastfall „Winter“

Mit Blick auf die Netznutzung lässt sich auch in diesem Lastfall festhalten, dass industrielle Verbraucher und KWK-Anlagen im Wesentlichen durch Wasserstoffimporte versorgt werden. Darüber hinaus speisen Elektrolyseure Wasserstoff in das System ein und tragen ebenfalls zur Versorgung der beiden Verbrauchsgruppen bei.

### 3.3 Lastfälle „Herbst“

Im Rahmen sogenannter Herbstlastfälle wurde laut den FNB überprüft, ob die jeweiligen maximalen Einspeiseleistungen (definitionsgemäß ohne Wasserstoffspeicher) in den vier Regionen Nord, Ost, Süd und West in Richtung der Verbrauchsregionen transportiert werden können, wenn deutschlandweit nur ein Bedarf im Umfang von 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen in Richtung der KWK-Anlagen, industriellen Verbraucher und der Wasserstoffspeicher auftritt. Liegen die Einspeiseleistungen über den Ausspeiseleistungen in Deutschland, dann sind laut FNB die am weitesten entfernten Ausspeisungen (KWK-Anlagen, industrielle Verbraucher und Wasserstoffspeicher) bis zum Bilanzausgleich zu erhöhen.

Wichtig für das Verständnis der Herbstlastfälle ist, dass im Grunde die Ableitbarkeit von hohen regionalen Einspeisungen bei gleichzeitig relativ niedrigem Wasserstoffverbrauch



in Deutschland insgesamt untersucht werden soll. Während also die Netznutzung in den Lastfällen „Dunkelflaute“ und „Winter“ durch Ausspeisungen in Richtung der KWK-Anlagen und industriellen Verbraucher bedingt ist, sind in den Herbstlastfällen Einspeisungen für die Netznutzung maßgeblich, weil sie regionale Überspeisungen und damit Transportanforderungen verursachen.

### 3.3.1 Herbstlastfall Nord

Im Lastfall „Herbst Nord“ werden in der Region Nord Leistungen im Umfang von knapp 39 GW<sub>th</sub> in das Netz eingespeist. Rund 30 GW<sub>th</sub> (79 Prozent) entfallen dabei auf Importleistungen über GÜP und Terminals. Der verbleibende Anteil an den Einspeiseleistungen wird durch die inländische Wasserstoffproduktion, insb. Elektrolyseure realisiert (vgl. Abbildung 5: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Nord“).

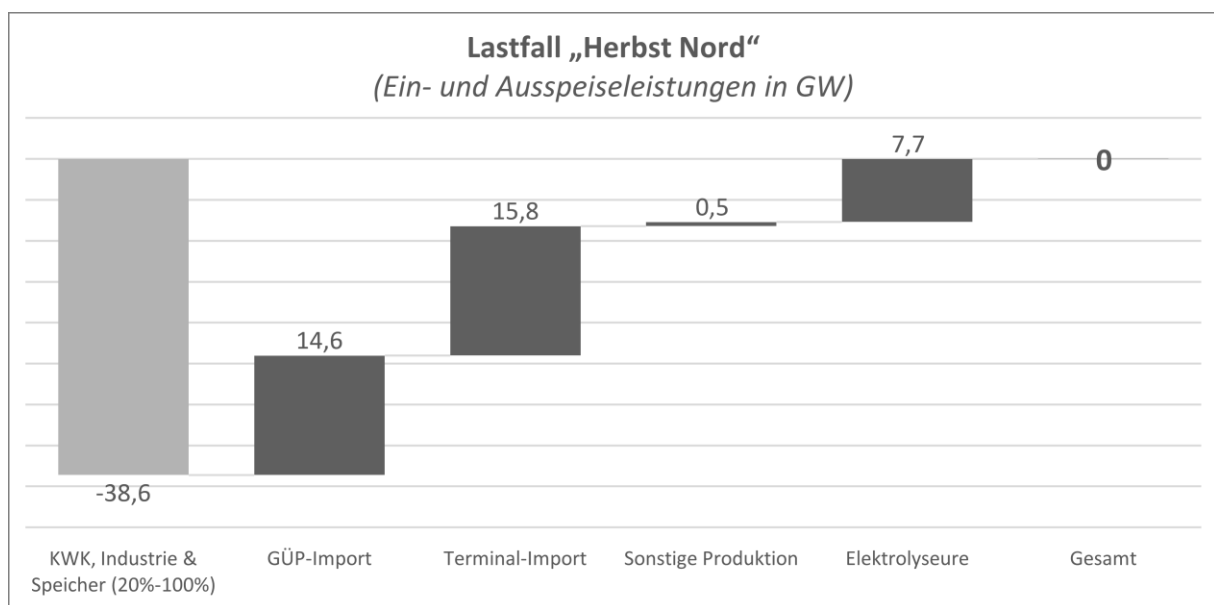


Abbildung 5: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Nord“

Damit übertreffen die Einspeisungen in der Region Nord ein gesamtdeutsches Verbrauchsniveau, das 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen, inkl. Wasserstoffspeicher umfasst (17,5 GW<sub>th</sub>), deutlich (+21,1 GW<sub>th</sub>). Zum Ausgleich der Leistungsbilanz im Rahmen dieses Lastfalls gehen die FNB deshalb von erhöhten Ausspeiseleistungen an den am weitesten entfernten Punkten aus.

INES hat im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Bilanzausgleich die Ausspeiseleistungen in der Region Süd vollständig auf 100 Prozent erhöht. Darüber hinaus sind die Ausspeiseleistungen in der Region Ost (Thüringen: 100 Prozent und Sachsen: 23 Prozent) und West (Rheinland-Pfalz: 100 Prozent und Saarland: 100 Prozent) erhöht.

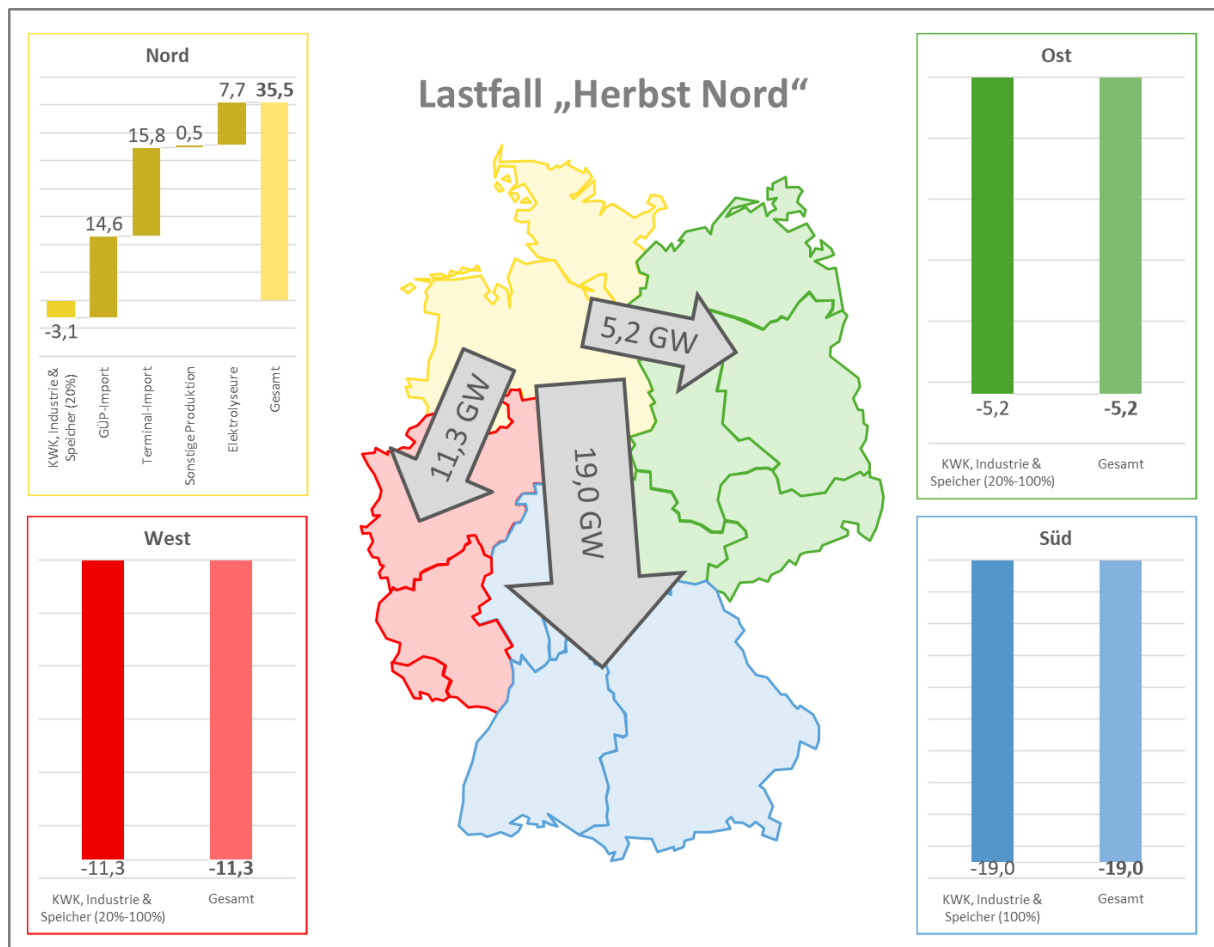


Abbildung 6: Flusssituation im Lastfall „Herbst Nord“

Die größten Transportanforderungen verursacht der vorliegende Lastfall insb. von der Region Nord in die Region Süd im Umfang von 19 GW<sub>th</sub> (vgl. Abbildung 6: Flusssituation im Lastfall „Herbst Nord“). Der Transport wird allerdings im Wesentlichen durch eine Erhöhung des Verbrauchs in der Region Süd über das Niveau von 20 Prozent hinaus verursacht. Zum Ausgleich der Leistungsbilanz musste in der Region Süd ein zusätzlicher Verbrauch im Umfang von 15 GW<sub>th</sub> angenommen werden, um die sehr hohen Importleistungen in der Region Nord bilanziell auszugleichen.

Mit Blick auf den Lastfall „Herbst Nord“ ist demnach festzustellen, dass die Netznutzung im Wesentlichen durch Wasserstoffimporte (rd. 79 Prozent) ausgelöst wird. Ein geringerer Anteil (rd. 20 Prozent) der Einspeisungen wird durch Wasserstoffeinspeisungen aus Elektrolyseuren verursacht.

### 3.3.2 Herbstlastfall Ost

Im Lastfall „Herbst Ost“ werden in der Region Ost Leistungen im Umfang von knapp 20 GW<sub>th</sub> in das Netz eingespeist. Rund 13 GW<sub>th</sub> (65 Prozent) entfallen dabei auf Importleistungen an Grenzübergangspunkten. Der verbleibende Anteil an den Einspeiseleistungen wird durch die inländische Wasserstoffproduktion, insb. Elektrolyseure im Umfang von knapp 6 GW<sub>th</sub>, realisiert (vgl. Abbildung 7: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Ost“).

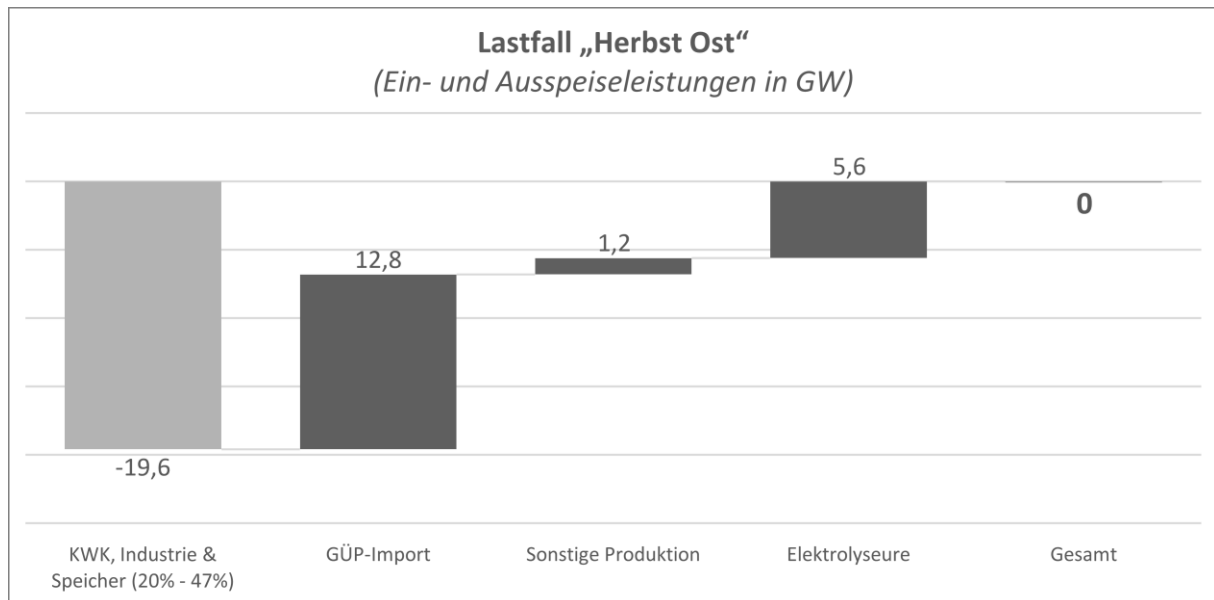


Abbildung 7: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Ost“

Damit übertreffen die Einspeisungen in der Region Ost ein gesamtdeutsches Verbrauchsniveau, das 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen, inkl. Wasserstoffspeicher umfasst (17,5 GW<sub>th</sub>), nur geringfügig (+2,1 GW<sub>th</sub>). In der Region Ost werden von den FNB im Rahmen des vorliegenden Lastfalls Einspeicherkapazitäten von Wasserstoffspeichern in Höhe von 0,2 GW<sub>th</sub> (20 Prozent von 1,2 GW<sub>th</sub>) berücksichtigt.

Zum Ausgleich der Leistungsbilanz im Rahmen dieses Lastfalls gehen die FNB von erhöhten Ausspeiseleistungen an den am weitesten entfernten Punkten aus. INES hat im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Bilanzausgleich deshalb die Ausspeiseleistungen in der Region Süd in Baden-Württemberg auf 47 Prozent erhöht.

Eine Betrachtung der Lastflusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen zeigt nur geringe Transportanforderungen im Vergleich zu den bisher betrachteten Lastfällen (vgl. Abbildung 8: Flusssituation Lastfall „Herbst Ost“).

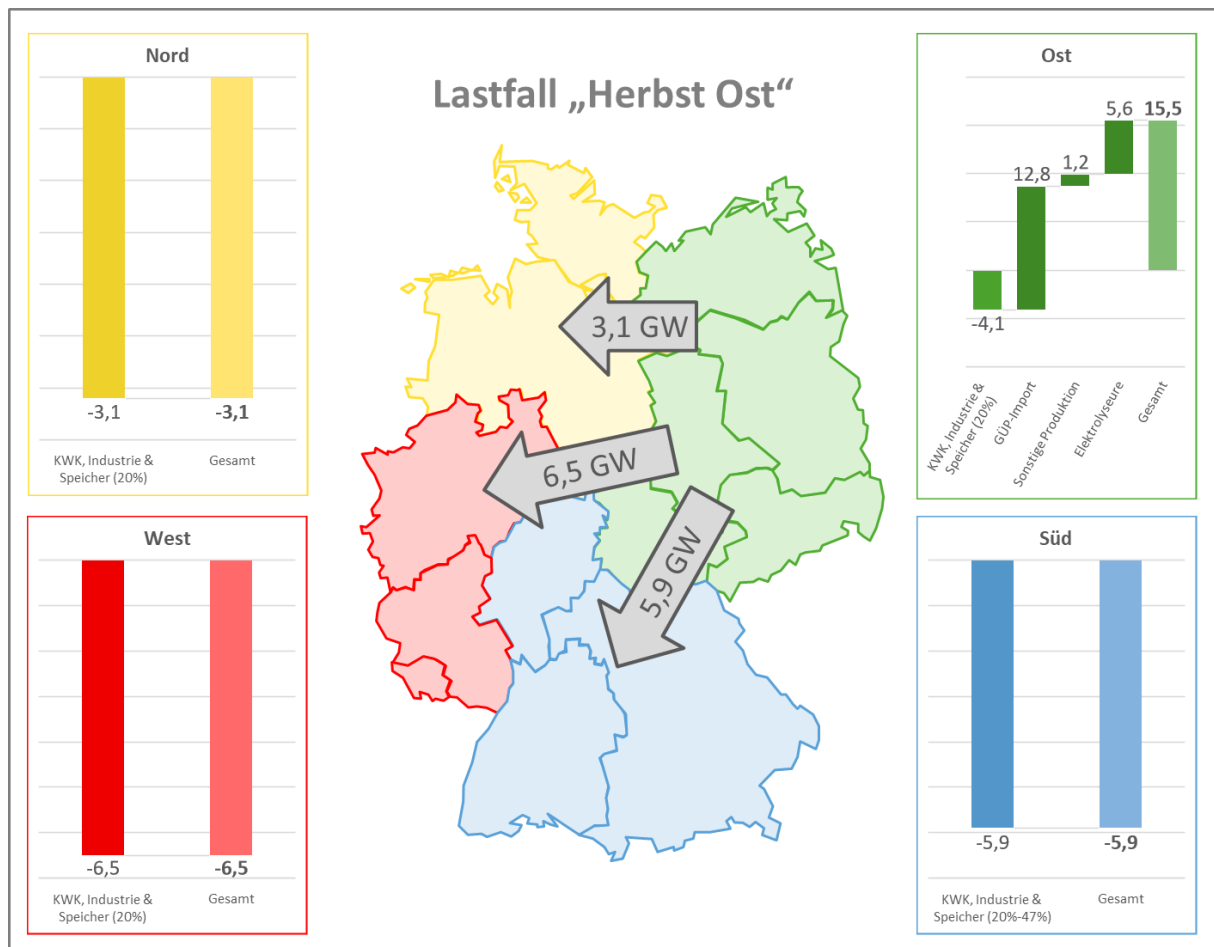


Abbildung 8: Flusssituation Lastfall „Herbst Ost“

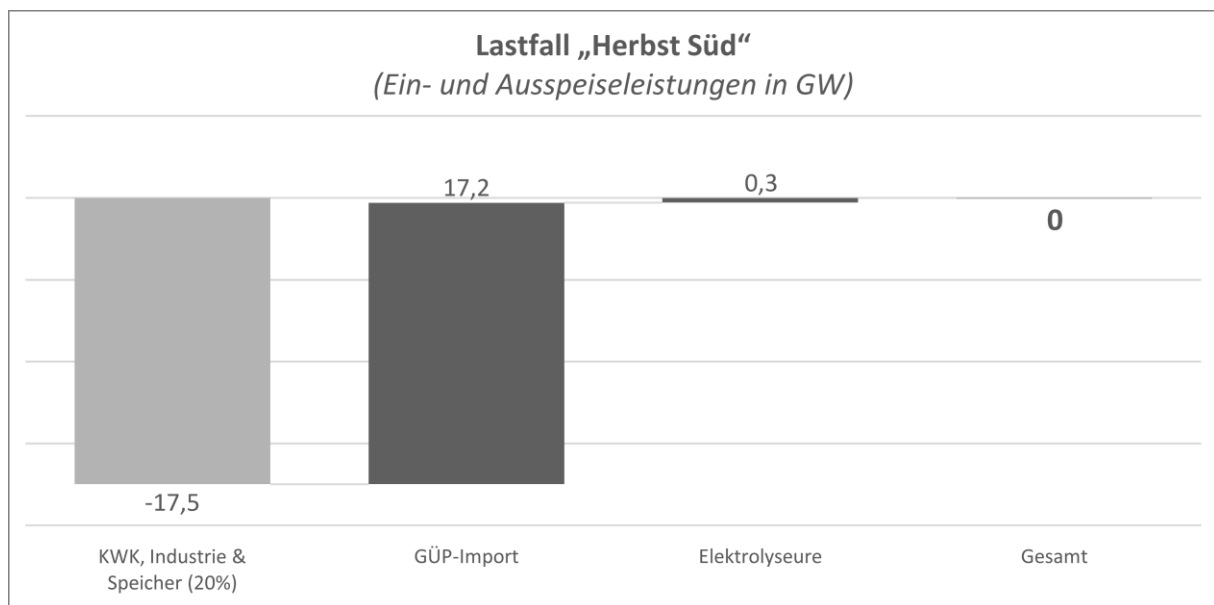
Die Netznutzung ist im Lastfall „Herbst Ost“ im Wesentlichen bedingt durch Wasserstoffimporte (rd. 65 Prozent) und zu einem geringeren Anteil durch Einspeisungen aus Elektrolyseuren (rd. 29 Prozent).

### 3.3.3 Herbstlastfall Süd

Im Lastfall „Herbst Süd“ werden in der Region Süd Leistungen im Umfang von rd. 13 GW<sub>th</sub> in das Netz eingespeist. Die Leistung wird fast vollständig durch Importleistungen an Grenzübergangspunkten definiert (knapp 12,8 GW<sub>th</sub>), weil auf die Region Süd kaum Projekte zur Wasserstoffproduktion (0,3 GW<sub>th</sub>) entfallen. Die Einspeiseleistungen der Region Süd reichen in dem Lastfall nicht aus, um die Verbrauchslast in Höhe von 17,5 GW<sub>th</sub> vollständig zu decken.

INES hat im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Ausgleich der Leistungsbilanz deshalb zusätzliche Einspeisungen über einen Grenzübergangspunkt im Saarland in der naheliegenden Region West angenommen (vgl. Abbildung 9: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Süd“). Erst mit diesen zusätzlichen Einspeiseleistungen ergibt sich eine Importleistung von

17,2 GW<sub>th</sub> und so ein Ausgleich der Leistungsbilanz.



*Abbildung 9: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Süd“*

Vergleichbar mit dem Lastfall „Herbst Ost“ zeigt die Betrachtung der Flusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen nur geringe Transportanforderungen im Vergleich zu den bisher betrachteten Lastfällen (vgl. Abbildung 10: Flusssituation Lastfall „Herbst Süd“).

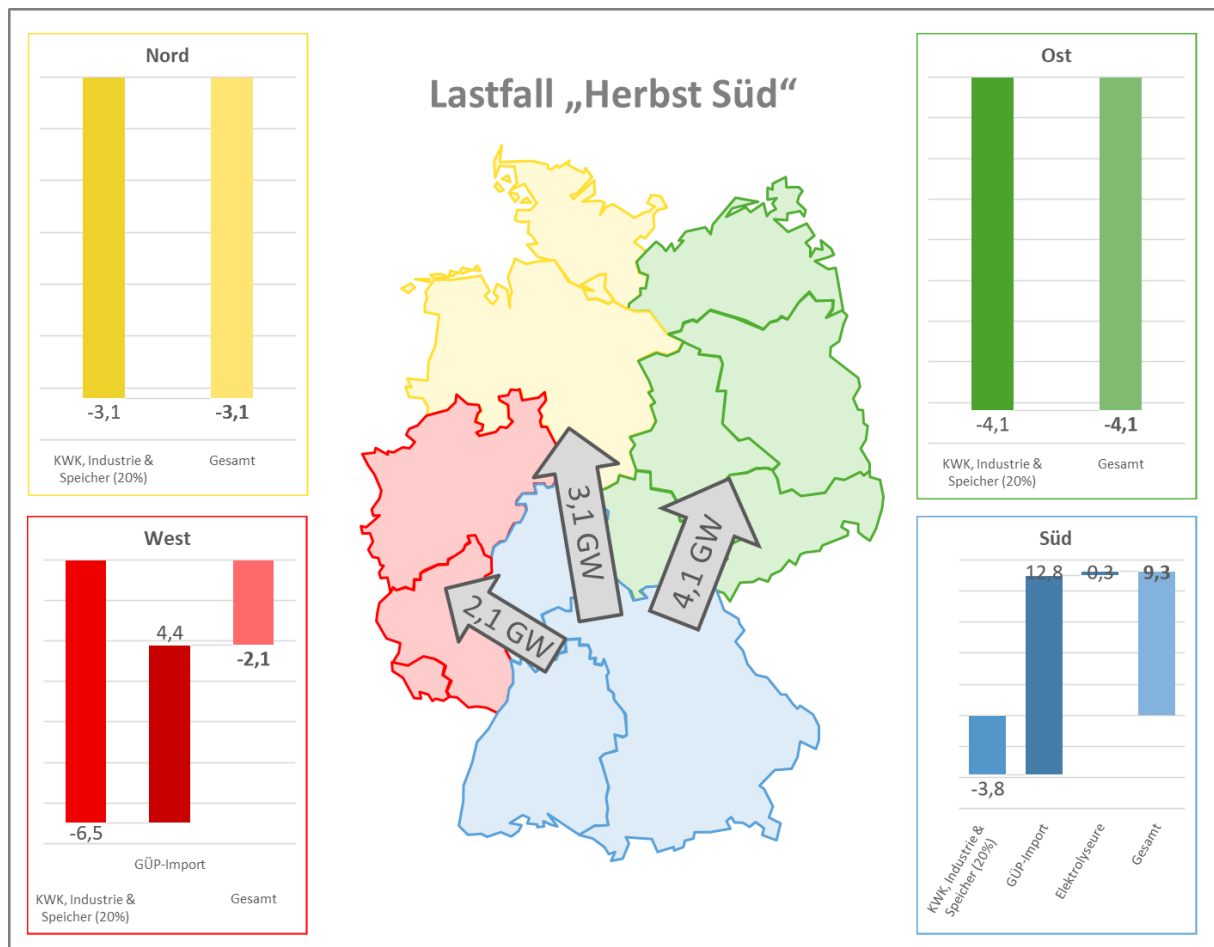


Abbildung 10: Flusssituation Lastfall „Herbst Süd“

Im Lastfall „Herbst Süd“ wird Wasserstoff nahezu vollständig (rd. 98 Prozent) durch Wasserstoffimporte über Pipelines in das Wasserstoffnetz eingespeist. Die Netznutzung ist in diesem Lastfall auf Wasserstoffimporte zurückzuführen.

### 3.3.4 Herbstlastfall West

Im Lastfall „Herbst West“ werden in der Region West Leistungen im Umfang von rd. 21 GW<sub>th</sub> in das Netz eingespeist. Rund 18 GW<sub>th</sub> (87 Prozent) entfallen dabei auf Importleistungen an Grenzübergangspunkten. Der verbleibende Anteil an den Einspeiseleistungen wird durch die inländische Wasserstoffproduktion im Umfang von knapp 3 GW<sub>th</sub> realisiert (vgl. Abbildung 11:

Leistungsbilanz Lastfall „Herbst West“).

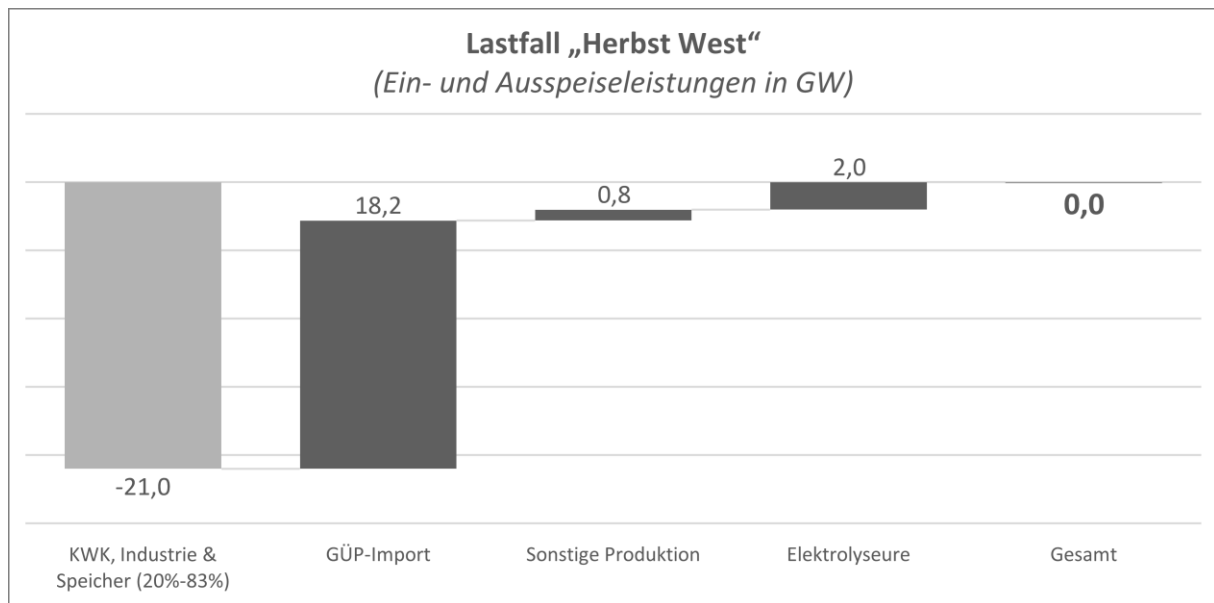


Abbildung 11: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst West“

Damit übertreffen die Einspeisungen in der Region West ein gesamtdeutsches Verbrauchsniveau, das 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen, inkl. Wasserstoffspeicher umfasst (17,5 GW<sub>th</sub>), nur geringfügig (+3,5 GW<sub>th</sub>). In der Region West werden von den FNB Einspeicherkapazitäten von Wasserstoffspeichern im Rahmen des Lastfalls in Höhe von 0,1 GW<sub>th</sub> (20 Prozent von 0,6 GW<sub>th</sub>) berücksichtigt.

Zum Ausgleich der Leistungsbilanz im Rahmen dieses Lastfalls gehen die FNB von erhöhten Ausspeiseleistungen an den am weitesten entfernten Punkten aus. INES hat deshalb im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Bilanzausgleich die Ausspeiseleistungen in der Region Ost in Berlin auf 83 Prozent erhöht.

Eine Betrachtung der Lastflusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen zeigt moderate Transportanforderungen im Vergleich zu den bisher betrachteten Lastfällen (vgl. Abbildung 12: Flusssituation Lastfall „Herbst West“).

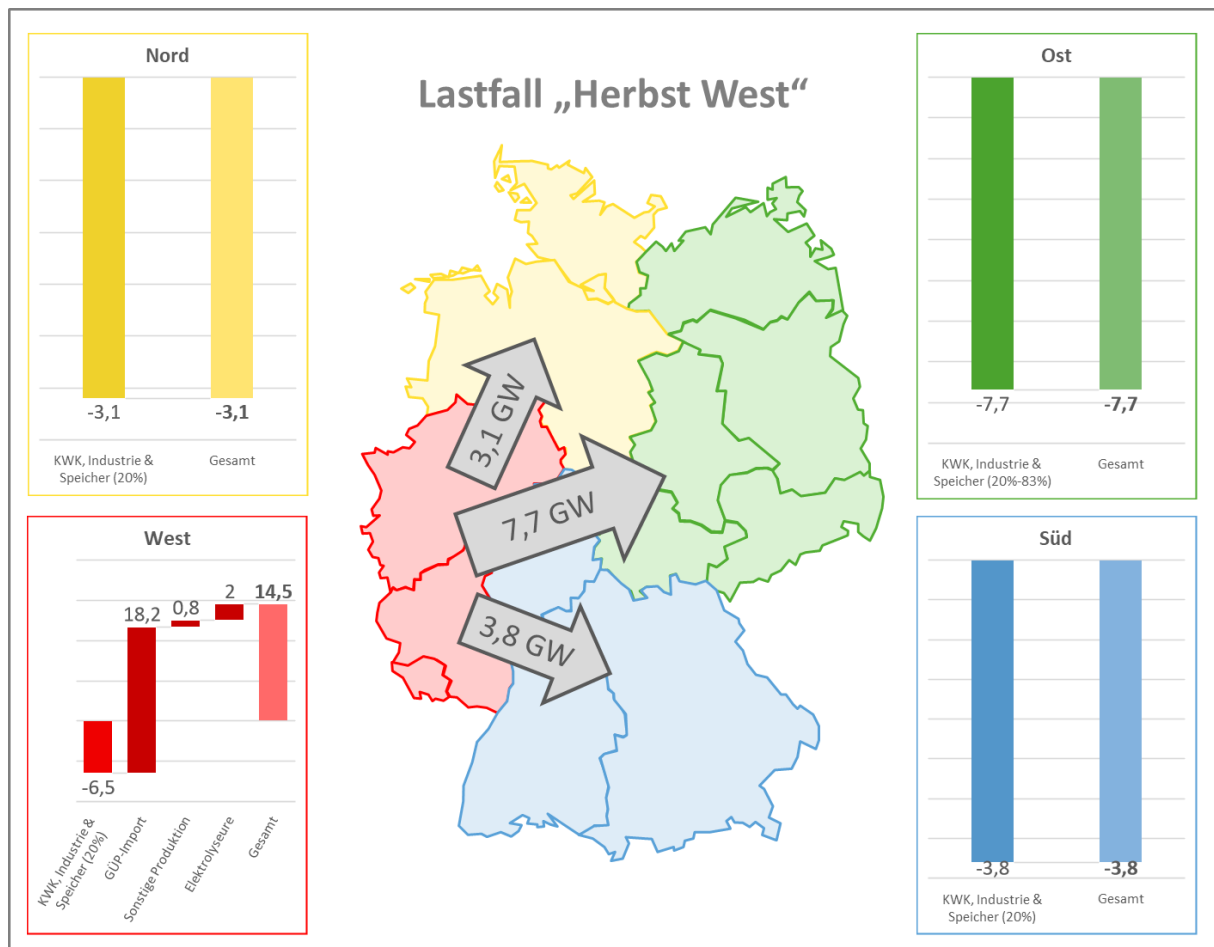


Abbildung 12: Flusssituation Lastfall „Herbst West“

Die Einspeisungen und damit die Netznutzung werden im Lastfall „Herbst West“ zu großen Teilen durch pipelinegebundene Wasserstoffimporte definiert (rd. 87 Prozent).

### 3.4 Zwischenfazit zur Netznutzung

Im Lastfall „Dunkelflaute“ liegt die zu deckende Ausspeiseleistung der beiden Verbrauchergruppen KWK-Anlagen und Industrie bei rd. 78 GW<sub>th</sub>. Der Lastfall „Dunkelflaute“ ist damit der für die Netzauslegung relevanteste Fall.

Der Lastfall „Winter“ beschreibt hingegen mit einer erforderlichen Ausspeiseleistung in Höhe von rd. 56 GW<sub>th</sub> eine geringere Anforderung und ist insofern nicht mit dem Lastfall „Dunkelflaute“ vergleichbar maßgebend.

Die regionalen Überspeisungen, die in Form der Herbstlastfälle untersucht worden sind, weisen im Ergebnis nur geringere Ausspeiseleistungen in Höhe von rd. 39 GW<sub>th</sub> („Herbst Nord“), 20 GW<sub>th</sub> („Herbst Ost“), 18 GW<sub>th</sub> („Herbst Süd“) und 21 GW<sub>th</sub> („Herbst West“) auf. Die regionalen Überspeisungen, die in den Herbstlastfällen betrachtet werden, sind demnach für die Netzauslegung weniger relevant als die Lastfälle „Dunkelflaute“ und „Winter“. Die Überspeisungen in den Herbstlastfällen und die damit verbundene Nutzung des



Wasserstoffnetzes werden vor allem ausgelöst durch Einspeisungen aus Wasserstoffimporten (zwischen 65 und 98 Prozent) und Einspeisungen aus Elektrolyseuren (zwischen 0 und 29 Prozent).

**Vor diesem Hintergrund lässt sich folgendes zusammenfassend festhalten: Eine Betrachtung der Lastfälle, die für die Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes als relevant erachtet worden sind, zeigt, dass vor allem die Ausspeisungen zu den KWK-Anlagen und industriellen Verbrauchern die Auslegung des Netzes und damit die Investitionskosten verursachen. Einspeisungen über Wasserstoffimporte und aus Elektrolyseuren stellen zwar relevante Netznutzungsfälle dar, sind aber für die Netzauslegung im Vergleich zu den KWK-Anlagen und industriellen Verbrauchern nicht vergleichbar maßgeblich. Weder Ein- noch Ausspeicherungen an Wasserstoffspeichern sind für die Netzauslegung in den von den FNB modellierten Lastfällen ein treibender Faktor.**

#### **4 Übertragbarkeit der bisherigen Netzentgeltsystematik Gas**

Die bisherige Netzentgeltsystematik Gas sieht grundsätzlich eine Bepreisung aller Entry- und Exit-Kapazitäten mit einheitlichen Netzentgelten vor. Die Netzentgeltsystematik wird mit verschiedenen Parametern weiter ausdifferenziert:

- Unterjährige Kapazitätsprodukte
- Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte
- Rabatte an Speichern und LNG-Terminals

Vor dem Hintergrund der Lastfallanalysen lässt sich folgendes mit Blick auf die bisherige Netzentgeltsystematik Gas feststellen:

Eine im Grundsatz gleichmäßige Verteilung der Netzkosten reflektiert die auslegungsrelevante Netznutzung unzureichend und führt dadurch zwangsläufig zu einer Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie), die getragen wird durch Netzentgeltzahlungen an Importpunkten, Produktionsanlagen und Speichern.

Da Import, Produktion und Speicherung von Wasserstoff grundsätzlich der Versorgung von Verbrauchern (Kraftwerke und Industrie) dienen und diese Kunden die Kosten dieser drei Wertschöpfungsstufen neben den Netzkosten deshalb ebenfalls zu tragen haben, führt die Wälzung der Netzkosten auf alle Entry- und Exit-Kapazitäten im Ergebnis lediglich dazu, dass die wahren Netzkosten gegenüber den Verbrauchern nicht transparent dargestellt werden. Auf Importe, die Produktion und Speicherung von Wasserstoff erhobene Netzentgelte, erhöhen die Kosten dieser Wertschöpfungsstufen und verschwinden so im „Endkundenpreis“. Eine Übertragung der bisherigen Netzentgeltsystematik Gas auf Wasserstoff stellt also die Transparenz über die wahren Netzkosten in Frage.

Darüber hinaus wurde in der Lastfallanalyse deutlich, dass insb. Wasserstoffspeicher für die Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes und damit für die entstehenden Netzkosten kein Kostentreiber darstellen. Ganz im Gegenteil, Wasserstoffspeicher können bei entsprechender Berücksichtigung in den Planungen des Wasserstoff-Kernnetzes sogar einen wesentlichen Beitrag zur Absenkung der Netzkosten leisten, wie INES bereits im Rahmen einer [Detailanalyse](#) zum Antragsentwurf nachvollziehbar aufgezeigt hat (siehe hierzu auch Abschnitt 5 und 6). Die in der bisherigen Netzentgeltsystematik Gas angelegte Erhebung von Netzentgelten an Gasspeichern (auch mit einem Rabatt von 75 Prozent) würde diesen Aspekt nicht angemessen widerspiegeln und darüber hinaus eine Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) zur Folge haben, die durch Netzentgeltzahlungen an Speicheranschlusspunkten refinanziert werden würde.

## **5 Empfehlung zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik Wasserstoff**

Die Netzentgeltsystematik sollte grundsätzlich sicherstellen, dass Netzkosten verursachungsgerecht auf Netznutzer verteilt werden. Das bedeutet, dass nicht alle an das Netz angeschlossenen Gruppen ein identisches Netzentgelt in Rechnung gestellt bekommen sollten, sondern vielmehr, dass berechtigte Ungleichheiten zulässig sind. Gleich- bzw. Ungleichheiten sollten allerdings nicht unbegründet sein und so zu einer unzulässigen Quersubventionierung zwischen den Netznutzern führen.

INES empfiehlt, eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik für den Wasserstoffbereich zunächst an der auslegungsrelevanten Netznutzung zu orientieren. Dies bedeutet im Ergebnis, dass insbesondere die Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) die Netzkosten tragen sollten. Grundsätzlich kann eine Wälzung auf Exit-Kapazitäten zu Kraftwerken und Industriekunden als verursachungsgerecht angesehen werden und vermeidet eine unzulässige Quersubventionierung (Hinweis: im Strommarkt werden die Netzkosten bereits heute ausschließlich auf Ausspeisungen aus dem Netz und damit im Wesentlichen auf die Verbraucher gewälzt).

Potenziell können über Exit-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (GÜP) oder zu Verteilnetzbetreibern auch Verbraucher (im Inland und Ausland) versorgt werden, sodass eine Wälzung der Netzkosten auch auf diese Exit-Kapazitäten (perspektivisch) sinnvoll erscheint.

Die Lastfallanalysen zeigen, dass Einspeicherungen über Exit-Kapazitäten an Wasserstoffspeichern gerade bei regionalen Überspeisungen eine netzentlastende Wirkung durch den regionalen Ausgleich der Überspeisung entfalten, nicht jedoch als eine auslegungsrelevante Nutzung zu betrachten sind. Exit-Kapazitäten zu Wasserstoffspeichern sollten deshalb von der Kostenwälzung ausgenommen werden.

Bei der Definition der Netzentgelte für Exit-Kapazitäten an Kraftwerken sollte grundsätzlich die (in erheblichem Umfang) auslegungsrelevante Netznutzung leitend sein. Kraftwerke benötigen hohe Leistungen. Dabei sollte allerdings nicht unbeachtet bleiben, dass diese Leistung nicht über das ganze Jahr hinweg von den Kraftwerken benötigt wird. Um diesen strukturierten Netzbedarf zu identifizieren bzw. nachvollziehen zu können, erscheint es zunächst einmal wichtig, unterjährige Kapazitätsprodukte (völlig unabhängig von einer möglichen Bepreisung) vorzusehen. Mit Blick auf die Herausforderungen bei der Umsetzung von Kraftwerksprojekten in der Phase des aktuellen Markthochlaufs sollte darüber hinaus der Subventionsbedürftigkeit angemessen bei der Netzentgeltbildung Rechnung getragen werden. Vor dem Hintergrund der nur streckenweisen Inanspruchnahme des Wasserstoffnetzes durch Kraftwerke sollte zudem untersucht werden, ob frei zuordenbare Exit-Kapazitäten an Kraftwerken tatsächlich kosteneffizient über die Entwicklung von Netzen oder über die Nutzung von Systemdienstleistungen durch nahegelegene Einspeiser geschaffen werden sollten.

An den Entry-Punkten (Produktion, GÜP, Terminals und Speicher) sollten keine Netzentgelte erhoben werden. Dies führt zu einer erhöhten Liquidität am nationalen Wasserstoffmarkt und verhindert, dass Netzentgelte den Wettbewerb auf dem Handelsmarkt zwischen diesen Wertschöpfungsstufen verzerren. Darüber hinaus führt eine Ausnahme von Produktion, GÜP, Terminals und Speicher nicht zu einer Kostensteigerung für die Verbraucher. Dies soll an einem Beispiel erläutert werden: Ist ein Industriekunde an das Wasserstoffnetz angeschlossen und plant Wasserstoff von einem Elektrolyseur zu beziehen, dann müsste der Elektrolyseurbetreiber in der bisherigen Netzentgeltsystematik ein Entry-Entgelt bezahlen. Der Betreiber des Elektrolyseurs wird dieses Netzentgelt auf die Produktionskosten des Wasserstoffs aufschlagen und beides zusammen dem Industriekunden in Rechnung stellen. Damit bezahlt am Ende der Wertschöpfungskette der Industriekunde letztlich doch das Netzentgelt. Muss der Elektrolyseurbetreiber hingegen kein Entry-Entgelt entrichten, dann stellt er dem Industriekunden nur die Produktionskosten für Wasserstoff in Rechnung. Dafür wäre das Netzentgelt, welches der Industriekunde nun zu entrichten hat, höher. Für den Industriekunden macht es keinen Unterschied, weil er das Netzentgelt zuvor auch indirekt über den Wasserstoffbezug zu entrichten hatte. Er ist nur im Fall der Wälzung über die Elektrolyse nicht mehr in der Lage das Netzentgelt in der tatsächlichen Höhe zu erkennen. Eine ausreichende Transparenz ist durch diese versteckte Wälzung nicht mehr gegeben.

## **6 Beachtung der Systemdienlichkeit von Ein- und Ausspeisungen**

Um der netzersetzenden Wirkung von Ein- und Ausspeisungen (z.B. von Speichern durch die Aufnahme von regionalen Überspeisungen) Rechnung zu tragen, sollte eine effektive und effiziente Produktlandschaft zur Inanspruchnahme von Systemdienstleistungen entwickelt

werden. Die im Gasbereich entwickelten marktbasierten Instrumente (MBI) bieten für diese Diskussion einen geeigneten Ansatzpunkt. Der Gedanke der MBI sollte grundsätzlich auf den Wasserstoffmarkt übertragen werden. Wie im Gasbereich bereits avisiert, sollten MBI im Rahmen des Netzentwicklungsplans grundsätzlich (d.h. obligatorisch) als Instrument zur Vermeidung des konventionellen Netzausbaus betrachtet werden. Wird die Produktion, der Import und die Speicherung von Wasserstoff von Netzentgelten ausgenommen, dann ist die Abwägung zwischen der Nutzung von Systemdienstleistungen über diese Anlagen gegenüber einem konventionellen Netzausbau im Übrigen unverzerrt.

Vorhandene Potenziale zur Weiterentwicklung bzw. Optimierung der MBI sollten bei der Übertragung auf den Wasserstoffmarkt gehoben werden.

## **7 Zusammenfassung**

Die Lastfallanalyse (Abschnitt 3) hat gezeigt, dass die auslegungsrelevante Netznutzung im Wesentlichen auf die Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) zurückzuführen ist. Weder Ein- noch Ausspeicherungen an Wasserstoffspeichern sind für die Auslegung und damit für die Kosten des Wasserstoff-Kernnetzes in den von den FNB modellierten Lastfällen ein treibender Faktor. Für eine verursachungsgerechte Kostenwälzung, einen unverzerrten bzw. gestärkten Wettbewerb auf dem Handelsmarkt und eine gesteigerte Transparenz über die Netzkosten empfiehlt INES, die Netzkosten auf Exit-Kapazitäten zu Kraftwerken, industriellen Verbrauchern, angeschlossene Verteilnetze und Grenzübergangspunkte (GÜP) zu wälzen.

Um die Systemwerte der Ein- und Ausspeisungen weiterhin zu berücksichtigen, empfiehlt INES darüber hinaus, die MBI in optimierter bzw. verbesserter Form auf den Wasserstoffmarkt zu übertragen. Eine Wälzung der Kosten auf die genannten Exit-Kapazitäten und die daraus abgeleiteten „wahren“ (bzw. transparenten) Netzkosten und unterjährige Kapazitätsprodukte helfen, den konventionellen Netzausbau gegenüber der Inanspruchnahme von Systemdienstleistungen systematischer abzuwägen. Nur zeitweise bestehender Kapazitätsbedarf wird durch unterjährige Kapazitätsprodukte besonders sichtbar. Möglicherweise ist dieser Bedarf durch Systemdienstleistungen anstelle von Netzausbau kosteneffizienter zu befriedigen.

## 8 Über uns

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Außerdem treiben die INES-Mitglieder in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

## 9 Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen:  
<https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797>.

## 10 Kontakt

Sebastian Heinermann

Geschäftsführung

Tel: +49 30 36418-086

Fax: +49 30 36418-255

[info@energien-speichern.de](mailto:info@energien-speichern.de)

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

[www.energien-speichern.de](http://www.energien-speichern.de)





**Initiative Energien Speichern e.V.**

Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

[info@energien-speichern.de](mailto:info@energien-speichern.de)

[www.energien-speichern.de](http://www.energien-speichern.de)