

**Bericht zur Bewertung des Mengenrisikos gemäß  
Tenorziffer 10b) der Festlegung Regent 2021 nach  
Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460**

28. Februar 2023

## Inhalt

<b>1.</b>	<b><i>Einleitung</i></b> .....	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b><i>Veränderungen der Kapazitäten und Erlöse</i></b> .....	<b>4</b>
<b>2.1.</b>	<b><i>Grenzübergangspunkte</i></b> .....	<b>4</b>
<b>2.2.</b>	<b><i>Erzeugung</i></b> .....	<b>23</b>
<b>2.3.</b>	<b><i>Speicher</i></b> .....	<b>24</b>
<b>2.4.</b>	<b><i>Interne Bestellungen</i></b> .....	<b>25</b>
<b>2.5.</b>	<b><i>Letztverbraucher</i></b> .....	<b>26</b>
<b>2.6.</b>	<b><i>Biogas und Power-to-Gas</i></b> .....	<b>27</b>

## 1. Einleitung

Die FNB sind aktuell mit der Umsetzung des NC TAR (EU-Verordnung Nr. 2017/460 vom 16.03.2017) in das deutsche Regulierungsregime befasst, welche eine Harmonisierung der Fernleitungsentgeltstrukturen zum Ziel hat. Die BNetzA hat im Jahr 2019 die Festlegung REGENT beschlossen, welche die Berechnung des Referenzpreises anhand distanzunabhängiger Briefmarken durch die FNB vorschreibt. Zur Bewertung des Mengenrisikos nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 soll dieser Bericht beitragen.

Laut Tenorziffer 10b) der im Jahr 2020 beschlossenen Festlegung REGENT 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Bericht zu veröffentlichen, der die jährliche Entwicklung von Kapazitäten und Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen im Vergleich zum Vorjahreszeitraum beschreibt. Dabei ist darzulegen, inwiefern die Entwicklung auf wesentlichen Änderungen der technischen Kapazität, dem Buchungsverhalten von Netznutzern oder sonstigen Gründen beruht. Die etwaige Substitution des Gastransports über andere Ein- und Ausspeisesysteme ist aufzuzeigen. Darüber hinaus soll der Bericht die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiung für Biogas und Power-to-Gas aufzeigen.

Dazu wurden im vorliegenden Bericht Fernleitungsdaten aller 16 deutschen FNB des Marktgebiets Trading Hub Europe zusammengetragen. Bei den in diesem Bericht beschriebenen Daten handelt es sich um folgende Angaben für die Jahre 2021 und 2022:

- Angaben zur technischen Kapazität
- Angaben zur prognostizierten, durchschnittlichen kontrahierten unangepassten Kapazität
- Angaben zur prognostizierten, durchschnittlichen kontrahierten angepassten Kapazität
- Angaben zur durchschnittlichen kontrahierten Kapazität
- Angaben zur durchschnittlichen kontrahierten angepassten Kapazität
- Angaben zu Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen

Im Jahr 2022 sind zudem wesentliche Ereignisse im Kontext dieses Berichtes zu erwähnen:

So markiert das Jahr 2022 das erste vollständige Jahr nach Zusammenschluss der Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany in das gesamtdeutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). Die bis dato gängige Unterteilung anhand der Marktgebiete in Engpasszone Nord (ehemals GASPOOL) und Engpasszone Süd (ehemals NetConnect Germany) wird nicht länger vorgenommen, entsprechend entfällt fortan die Unterscheidung in der Struktur des Berichts. Zudem entfällt nach der Zusammenlegung die getrennte Betrachtung der innerdeutschen Marktgebietsübergangspunkte (MÜP). Neu in den Bericht aufgenommen ist hingegen der Netzkopplungspunkt des ersten deutschen LNG-Terminals Wilhelmshaven, das im Dezember 2022 in Betrieb genommen wurde.

Überdies sorgte der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine sowie die Sprengung von drei der vier Stränge der Offshore-Leitungen Nord Stream 1 und Nord Stream 2 im Jahr 2022 für eine Umverteilung der kontrahierten Kapazitäten und Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen. Zu beobachten sind dahingehend vor allem ein im Laufe des Jahres 2022 erfolgter praktischer Wegfall der Entry-Kapazität bei den östlichen Grenzübergangspunkten Polen-YAMAL und Russland sowie ebenso auffällige Erhöhungen der Entry-Kapazität bei den westlichen Grenzübergangspunkten Belgien, Frankreich, Niederlande und der Schweiz bei gleichzeitiger Reduktion des Exits bei Teilen dieser Netzkopplungspunkte.

Im Folgenden werden die aggregierten Daten näher erläutert und Veränderungen in den Fernleitungskapazitäten bzw. in den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen deskriptiv dargelegt.

Wegen der besseren Darstellung wurden die Skalen der Abbildungen jeweils auf den konkreten Sachverhalt angepasst.

Vorab ist anzumerken, dass sich u.a. durch die Entwicklung der Entgelte keine proportionale Entwicklung von durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazitäten und Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen einstellt. Hierdurch ist auch ein Anstieg der Kapazitäten bei sinkenden Erlösen möglich. Nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der Entgelte in den ehemaligen Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL sowie des einheitlichen Marktgebiets Trading Hub Europe:

<u>[in €/kWh/h/a]</u>	<u>2021 (Q1-Q3)</u>	<u>2021 (Q4)</u>	<u>2022</u>
GASPOOL (bis 30.09.2021)	3,32	n/A	n/A
NetConnectGermany (bis 30.09.2021)	3,77	n/A	n/A
Trading Hub Europa (ab 01.10.2021)	n/A	3,80	3,51

## 2. Veränderungen der Kapazitäten und Erlöse

### 2.1. Grenzübergangspunkte

#### Dänemark

An den Entry-Punkten zu Dänemark sind bei unveränderter Technischer Kapazität die prognostizierten Kapazitäten im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr prozentual stark gesunken (um 90% bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten unangepassten Kapazität und 88,5% bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität). Die tatsächliche durchschnittlich kontrahierte Kapazität steigt hingegen von 0,36 auf 0,45 Mio. kWh/h (+25,5%) und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 0,41 auf 0,51 Mio. kWh/h (+23,5%) an. Diese Anstiege der Kapazitäten spiegeln sich auch in den Erlösen wider, welche im Betrachtungszeitraum ein Plus von 28,3% auf einen Wert von 1,87 Mio. € verbuchen.

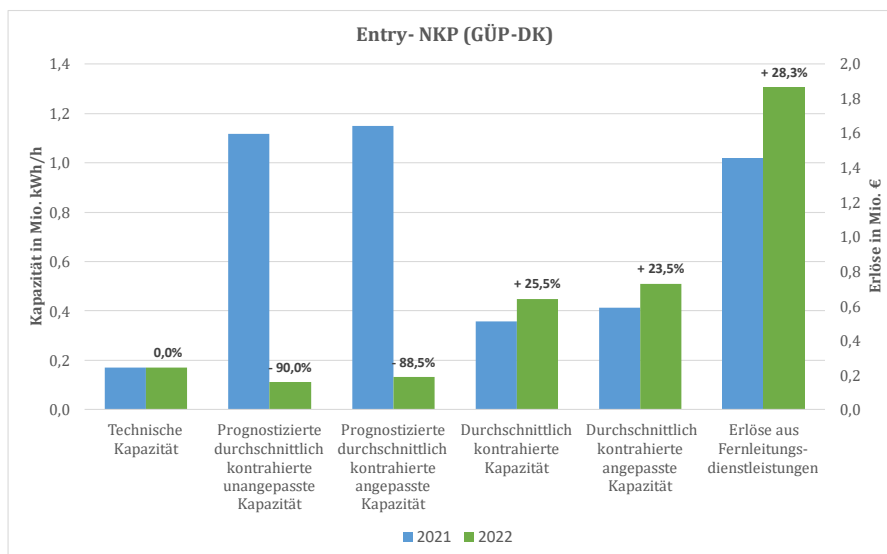
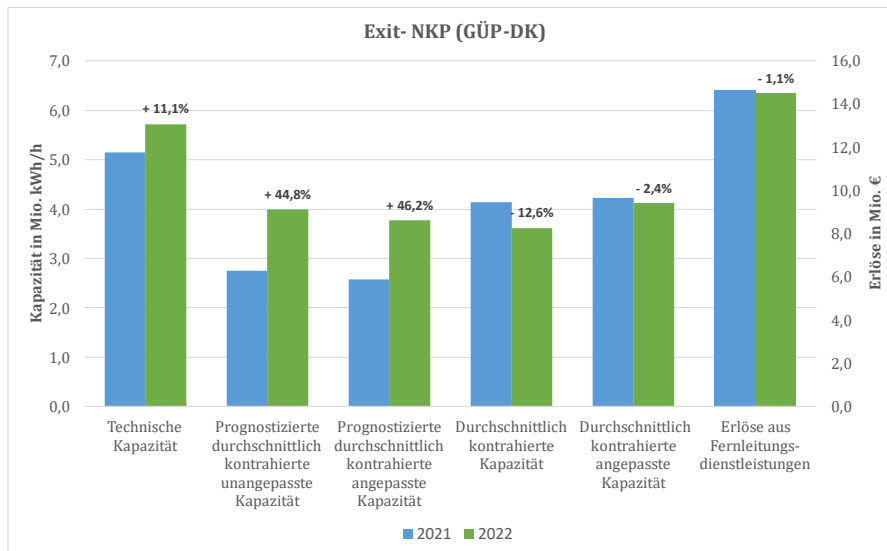


Abbildung 1: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-DK)

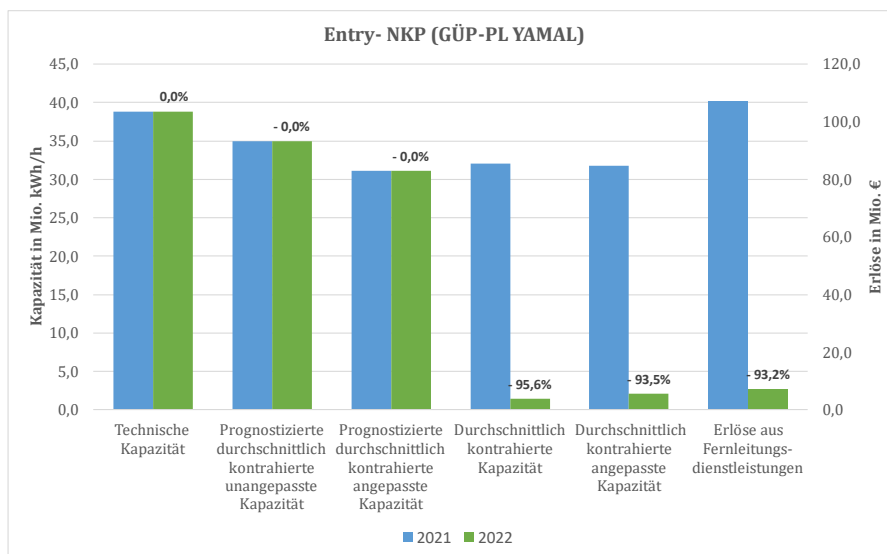
An den dänischen Exit-Punkten ist eine gegenläufige Entwicklung zu beobachten. Während sich die Technische Kapazität im Jahresvergleich einen leichten Anstieg verzeichnet (+11,1%), steigt die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität deutlich um 44,8% (unangepasst) bzw. 46,2% (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sinken hingegen leicht um 12,6% (unangepasst) und um 2,4% (angepasst). Es ergibt sich vom Jahr 2021 auf das Jahr 2022 ein Rückgang der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen um 1,1% auf einen Wert von 14,50 Mio. €.



**Abbildung 2 Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-DK)**

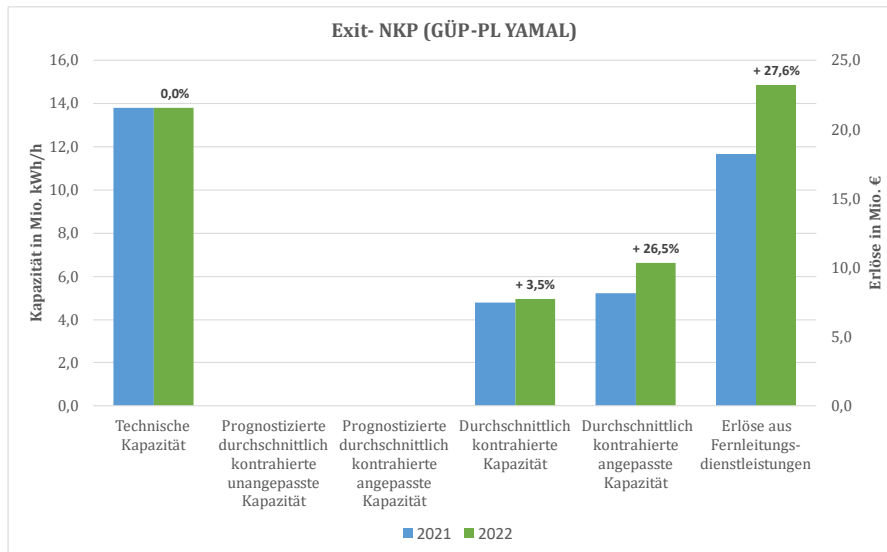
## Polen YAMAL

Am Grenzübergang zur YAMAL-Pipeline verbleiben sowohl die Technische Kapazität als auch die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten auf dem Vorjahresniveau. Ein drastischer Rückgang wurde hingegen bei der tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazität (-95,6%), der durchschnittlich kontrahierten angepasste Kapazität (-93,5%) und den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen (-93,2%) verzeichnet. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität fällt im Jahr 2022 damit von 32,06 Mio. kWh/h auf 1,42 Mio. kWh/h, während die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 31,75 Mio. kWh/h auf 2,07 Mio. kWh/h fällt. Der Erlös wert sinkt von 107,22 Mio. € auf 7,28 Mio. €. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf die geopolitischen Ereignisse zurückzuführen, die die Nutzung des vorgelagerten Transitnetzes unmöglich gemacht haben.



**Abbildung 3: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-PL YAMAL)**

An dem Exit-Punkt verbleiben die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten im Jahr 2022 auf einem Niveau von null aufgrund der zu erwartenden negativen Handelsmarge aus der Nutzung der Exit-Kapazitäten in das polnische Marktgebiet sowie der nicht planbaren externen Faktoren hinsichtlich der Nutzung der Kapazitäten im Reverse-Flow-Betrieb. Unverändert ist zudem die Technische Kapazität, während die durchschnittlich kontrahierte Kapazität auf (+3,5%) und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität (+26,5%) im Vergleich zum Vorjahr steigen. Damit beträgt die Technische Kapazität im Jahr 2022 13,80 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität) 4,94 Mio. kWh/h (6,62 Mio. kWh/h). Die Erlöse steigen um 27,6% auf einen Wert von 23,23 Mio. € an.



**Abbildung 4: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-PL YAMAL)**



## Polen E-Gas

An den Entry-Punkten zum Polen E-Gas Gebiet liegen im Jahr 2022 weiterhin sehr geringe Kapazitäten und Erlöse vor. Im Vergleich zum Jahr 2021 (<100 kWh/h und < 200 €), besteht im Jahr 2022 eine durchschnittlich kontrahierte Kapazität (durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität) von 10.000 kWh/h (20.000 kWh/h). Der Erlös beläuft sich auf 60.000 €. Die absoluten Beträge sind im Kontext des vorliegenden Berichts äußerst gering, sodass eine graphische Aufbereitung an dieser Stelle entfällt.

An den Exit-Punkten ist es bei konstanter Technischer Kapazität zu einer ungefähren Verdoppelung der kontrahierten Kapazitäten gekommen (prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität: + 96,6%, prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität: +107,7%, durchschnittlich kontrahierte Kapazität: +103,6%, durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität: +89,5%). Die Erlöse erfuhren ebenfalls eine ungefähre Verdoppelung von 5,16 Mio. € im Jahr 2021 auf einen Wert in Höhe von 10,43 Mio. € im Jahr 2022.

Die höheren Erlöse im Jahr 2022 gegenüber dem Jahr 2021 sind durch eine signifikante Mehrvermarktung begründet. Insbesondere in den Jahresauktionen für das Gaswirtschaftsjahr 2021 und 2022 war die Nachfrage für 2022 gestiegen.

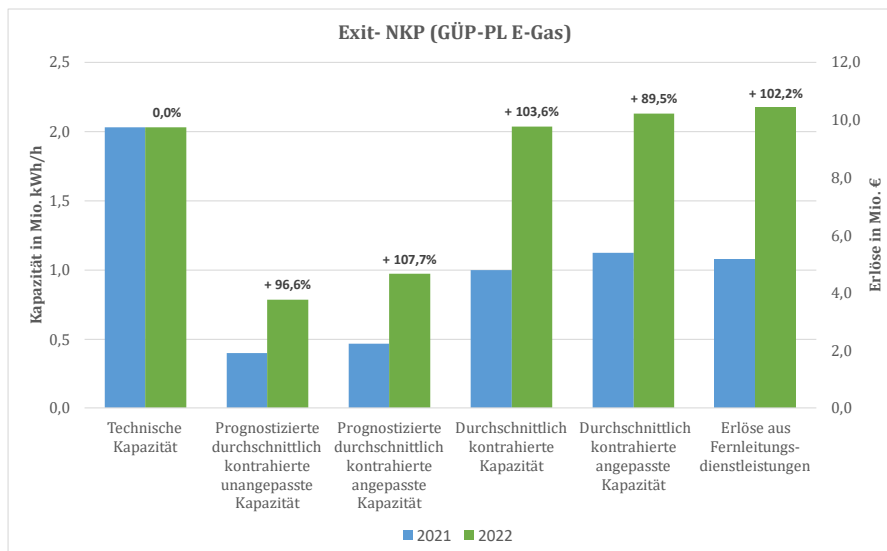


Abbildung 5: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-PL E-Gas)

## Tschechien

Die tschechischen Entry-Punkte weisen insgesamt wenig Abweichungen im Vergleich zum Jahr 2021 auf. Für Technische Kapazität und Prognostizierte Kapazitäten beträgt die Abweichung zum Vorjahr jeweils weniger als einen Prozentpunkt. Etwas stärker verringerten sich die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (-4,0%) und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität (-10,4%). Diese Entwicklung wirkt sich auch auf die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen aus, welche um 17,2% auf einen Wert von 115,61 Mio. € im Jahr 2022 absinken.

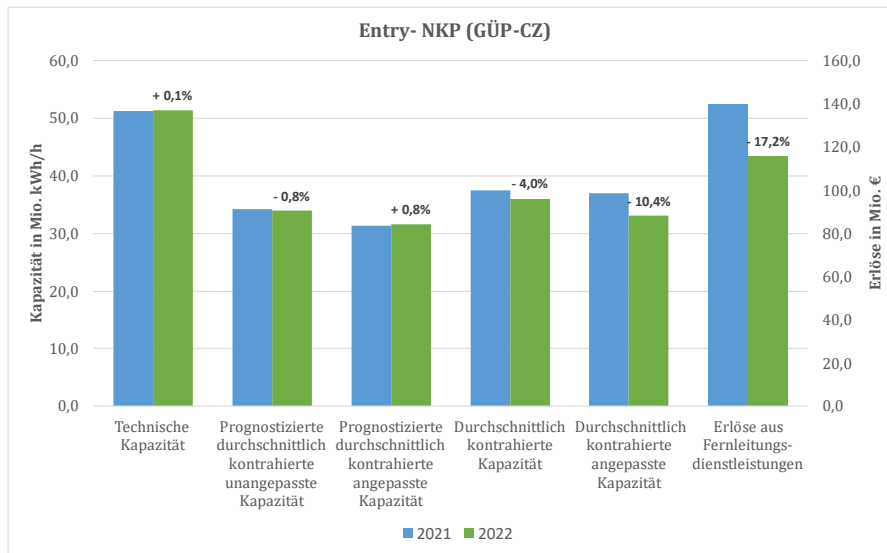


Abbildung 6: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CZ)

An den Exit-Punkten erfolgt im Jahr 2022 ein unwesentlicher Anstieg der Technischen Kapazität (+1,1%) und der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: +2,8%; angepasst: +3,8%). Anders verhalten sich die tatsächlich kontrahierten Kapazitäten. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität fällt um 28,7%, während die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 30,1% reduziert wird. Bei den Erlösen lässt sich ein vergleichbarer Rückgang beobachten. Diese sinken um 30,1% auf einen Wert von 120,37 Mio. € im Jahr 2022. Dieser Rückgang resultiert aus den geopolitischen Entwicklungen und den damit verbundenen Auswirkungen auf die vorgelagerten Netze und Quellenländer im Jahr 2022.

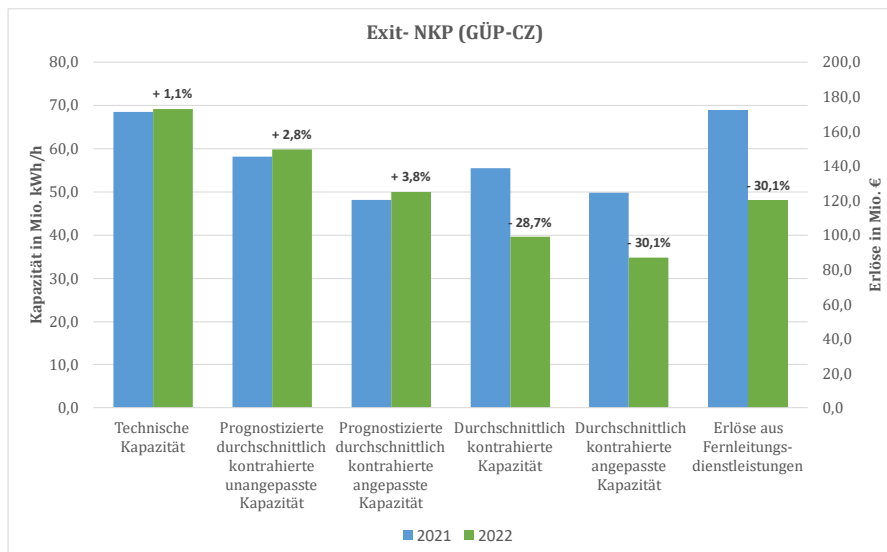


Abbildung 7: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CZ)

## Belgien

An den belgischen Entry-Grenzübergangspunkten zeigen sich drastische Verschiebungen zwischen 2021 und 2022. Lediglich die Technische Kapazität zeigt mit einem Anstieg um 6,9% nur leichte Veränderungen. Bei den prognostizierten durchschnittlichen Kapazitäten wird bereits ein starker Anstieg für unangepasste Kapazitäten (+185,9%) und angepasste Kapazitäten (+186,0%) auffällig. Im Betrachtungszeitraum steigt schließlich die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 1306,9% auf 41,60 Mio. kWh/h, während die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität ebenfalls um 1074,9% auf einen Wert von 44,74 Mio. kWh/h ansteigt. Die Erlöse verzeichnen 2022 den stärksten Anstieg im Vergleich zum Vorjahr und steigen um 2397,4% (345,21 Mio. €) auf einen Wert von 359,61 Mio. €. Die im Jahr 2022 beobachtete Verschiebung der Gasflüsse führte insbesondere am Entry aus Belgien zu einer sehr hohen Kapazitätsvermarktung, verbunden mit außergewöhnlich hohen Auktionsaufschlägen.

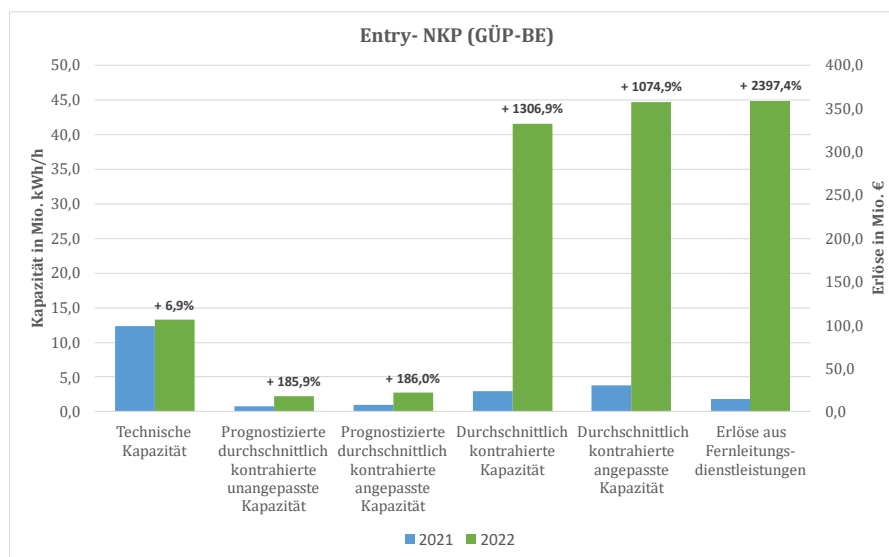
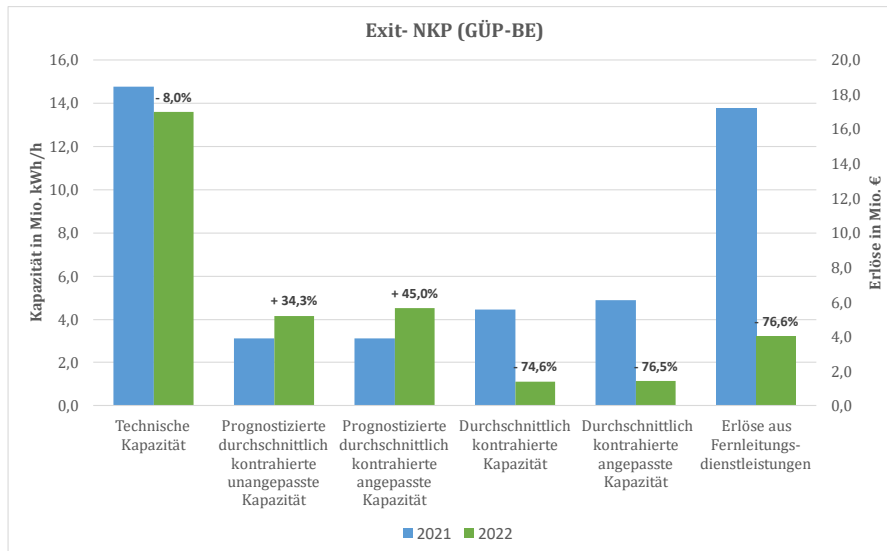


Abbildung 8: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-BE)

An den Exit-Punkten lässt sich eine tendenziell gegenläufige Entwicklung zu den Entry-Punkten im Jahr 2022 beobachten. Die Technische Kapazität verzeichnet einen leichten Rückgang auf 13,60 Mio. kWh/h (-8,0%) und die beiden prognostizierten Kapazitäten steigen um 34,3% (unangepasst) und 45,0% (angepasst). Entgegen den Entry-Punkten weisen allerdings sowohl die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (-74,6%) als auch die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität (-76,5%) ähnlich hohe Rückgänge im Jahr 2022 auf. Auch bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen ergibt sich ein Rückgang von 2021 auf 2022 von 76,6% auf einen Wert von 4,02 Mio. €.



**Abbildung 9: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-BE)**

## Niederlande H-Gas

Die in 2022 beobachtete Verschiebung der Gasflüsse führte an der niederländischen H-Gas Grenze, wie auch am Entry aus Belgien, zu einer hohen Kapazitätsvermarktung, verbunden mit sehr hohen Auktionsaufschlägen. . Nahezu unverändert sinkt die Technische Kapazität (-0,8%) leicht, während die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität deutlicher abnehmen (-49,2% und -49,3%). Bei den tatsächlich kontrahierten Kapazitäten und den Erlösen ist ein großer Anstieg zu verzeichnen. So steigt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 395,2% und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 386,0% an. Analog steigen die Erlöse im Jahresvergleich um 511,9% auf einen Wert von 92,81 Mio. € an.

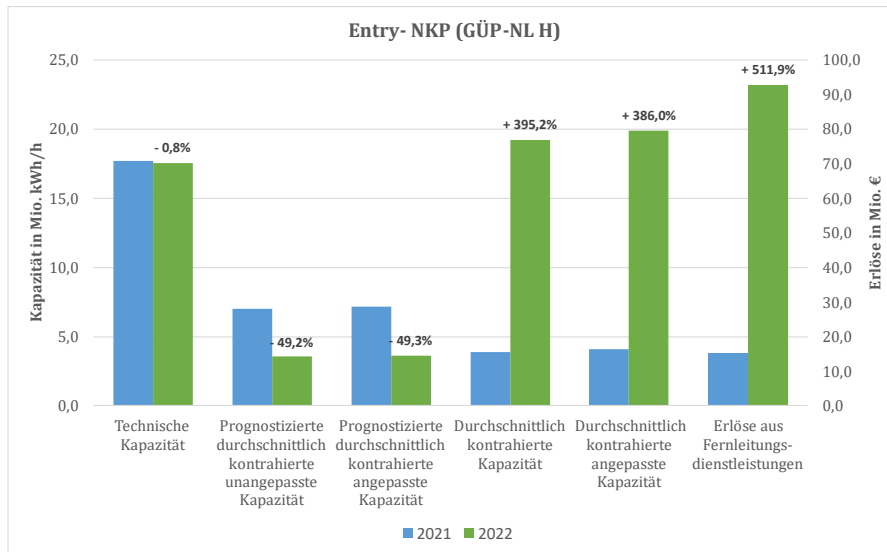


Abbildung 10: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL H-Gas)

Während die Technische Kapazität und die prognostizierten Kapazitäten an den Exit-Punkten kaum Veränderungen gegenüber dem Jahr 2021 erfahren, gibt es im Jahr 2022 starke Rückgänge der tatsächlich kontrahierten Kapazitäten und Erlöse. So sinkt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität im Jahresvergleich um 55,2% auf 6,47 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 57,6% auf 6,00 Mio. kWh/h. Ebenfalls fallen die Erlöse aus Fernleistungsdienstleistungen im Jahr 2022 um 57,3% auf einen Wert von 21,05 Mio. €.

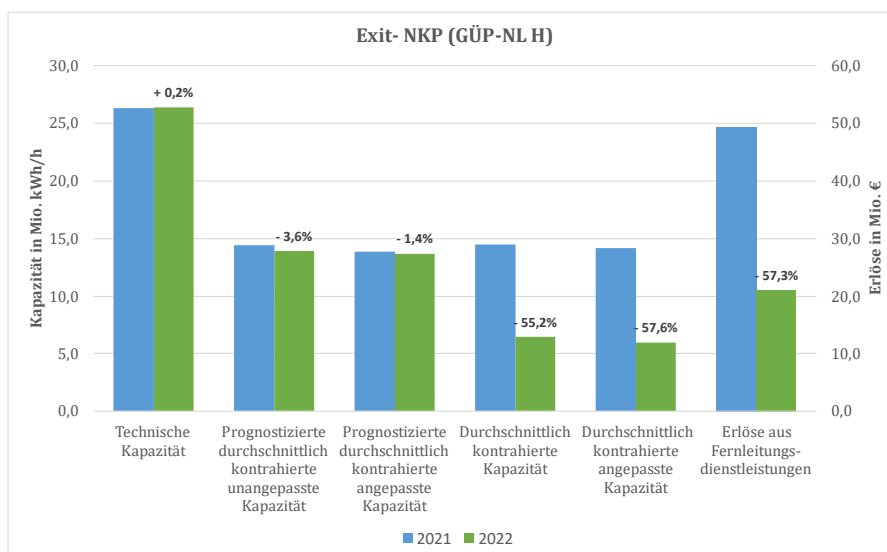


Abbildung 11: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL H-Gas)

## Niederlande L-Gas

An den Entry-Punkten zur niederländischen L-Gas-Zone werden 2022 kaum Abweichungen des Vorjahreswertes auffällig. Die technische Kapazität steigt um 6,9% auf einen Wert von 36,88 Mio. kWh/h. Die prognostizierten durchschnittlichen Kapazitäten sinken leicht um 2,6% (unangepasst) und 4,4% (angepasst), während die tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten jeweils leicht ansteigen (unangepasst: +2,0%; angepasst: +3,2%). Die Erlöse erreichen im Jahr 2022 einen Wert von 99,05 Mio. € und fallen somit 1,7% höher als im Vorjahr aus.

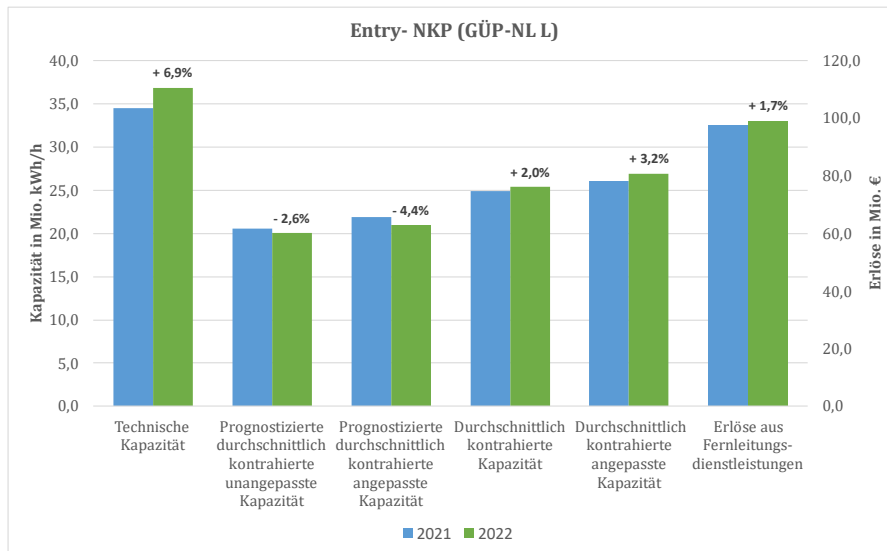


Abbildung 12: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL L-Gas)

An den Exit-Punkten liegt keine Technische Kapazität vor und für alle anderen betrachteten Größen zeigen sich im Jahr 2022 verhältnismäßig niedrige Werte. Die prognostizierte durchschnittliche kontrahierte Kapazität sieht zunächst eine weitere Reduzierung vor (unangepasst: -54,0% auf 0,06 Mio. kWh/h; angepasst: -52,4% auf 0,09 Mio. kWh/h). Bei der durchschnittlich kontrahierten Kapazität und den Erlösen wurde jedoch ein erheblicher Zuwachs verzeichnet. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität steigt um 1174,0% auf 1,09 Mio. kWh/h. Analog steigt die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 1854,0% auf 1,66 Mio. kWh/h. Den stärksten Zuwachs von 1961,7% erfahren die Erlöse. Diese belaufen sich im Jahr 2022 auf einen Wert von 5,93 Mio. €.

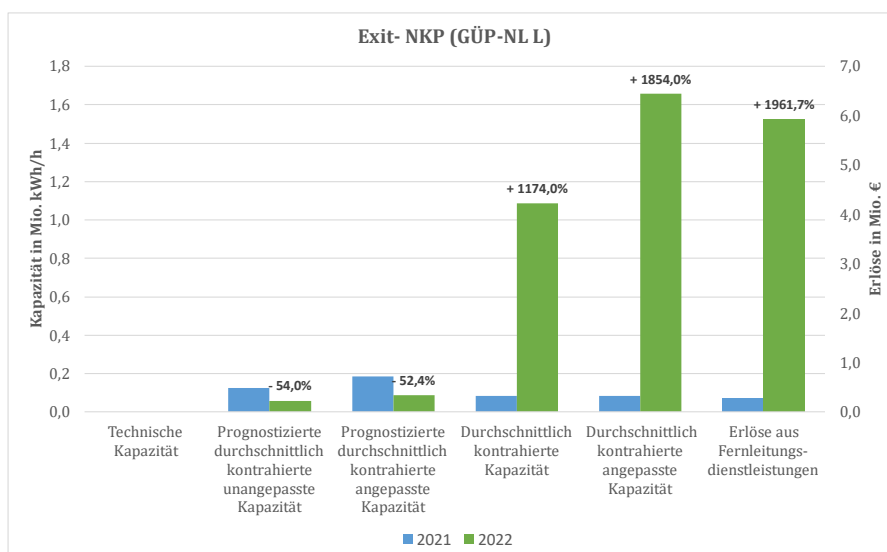
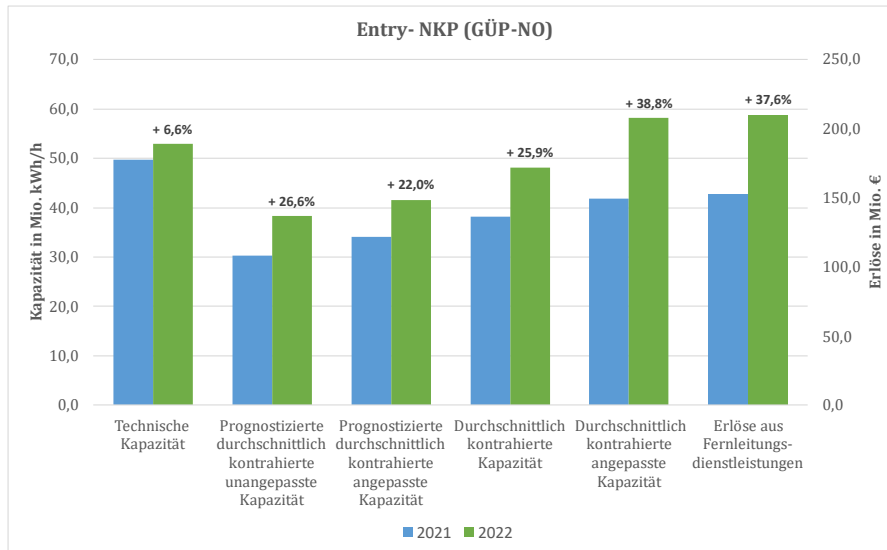


Abbildung 13: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL L-Gas)

## Norwegen

An den norwegischen Entry-Punkten ist im Vergleich zu 2021 im Jahr 2022 ein durchgehend vergleichbarer Anstieg aller Kapazitäten und Erlöse festzustellen. Die Technische Kapazität steigt leicht um 6,6% von 49,66 Mio. kWh/h auf 52,93 Mio. kWh/h. Ebenfalls steigt die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität (unangepasst: +26,6% auf 38,29 Mio. kWh/h; angepasst: +22,0% auf 41,60 Mio. kWh/h) und die tatsächlich durchschnittlich kontrahierte Kapazität (unangepasst: +25,9% auf 48,16 Mio. kWh/h; angepasst: +38,8% auf 58,14 Mio. kWh/h). Bei den Erlösen ist ein weiterer Zuwachs zu verzeichnen. Diese erhöhen sich von 152,60 Mio. € auf 210,03 Mio. € (+37,6%).



**Abbildung 14: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NO)**

Da es lediglich Entry-Punkte aus Norwegen gibt, entfällt eine Betrachtung der Exit-Punkte.

## Russland

Wie für Norwegen existieren für Russland ebenfalls lediglich Entry-Punkte in das deutsche Fernleitungsgasnetz.

An den Entry-Punkten für Russland ist im Jahr 2022 zunächst ein marginaler Anstieg der Technischen Kapazität um 2,5% auf 110,55 Mio. kWh/h zu beobachten. In den prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sind ebenfalls keine wesentlichen Veränderungen des Vorjahresniveaus festzustellen (unangepasst: +1,3%, angepasst: -0,3%). Die tatsächlichen durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten gehen hingegen deutlich zurück. So reduziert sich die durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität um 39,7% auf 54,82 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 44,0% auf 44,99 Mio. kWh/h. Bei den Erlösen ist ebenfalls ein Rückgang um 45,6% zu verzeichnen. Der Erlös im Jahr 2022 beläuft sich auf 150,42 Mio. €. Diese Rückgänge sind vor allem auf die in der 2. Jahreshälfte 2022 erfolgten, teilweise massiven, Ausfälle des vorgelagerten Transportsystems zurückzuführen. Diese waren das Ergebnis der allgemeinen geopolitischen Entwicklungen.

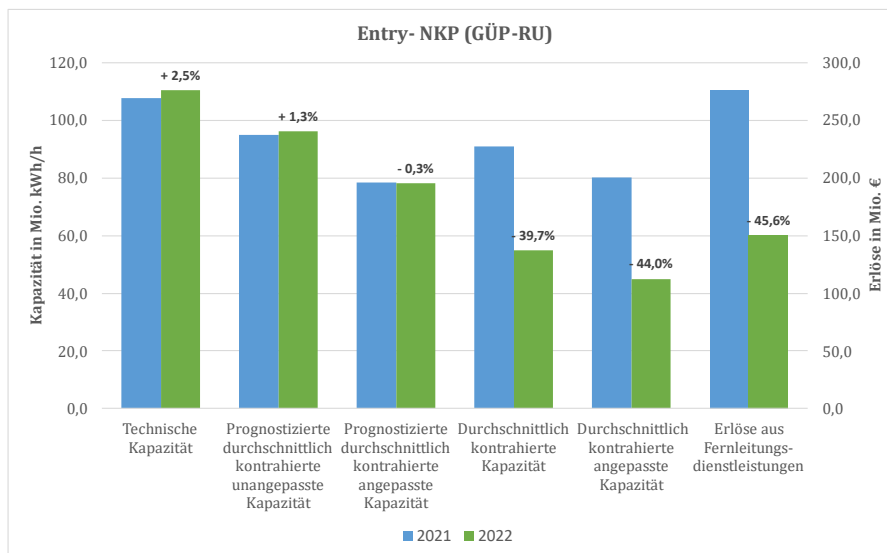


Abbildung 15: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-RU)



## Österreich

An den Entry-Punkten zum österreichischen Ferngasnetz sind vom Jahr 2021 auf 2022 vorrangig in den Erlösen Unterschiede zu erkennen. Die Technische Kapazität beträgt unverändert 16,25 Mio. kWh/h. Ebenfalls nahezu konstant im Jahresvergleich sind die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität (-2,7%) und die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (-0,8%). Demgegenüber verzeichnen die angepassten Kapazitäten jeweils Rückgänge im Jahr 2022 (prognostiziert durchschnittlich kontrahiert: -9,6%; durchschnittlich kontrahiert: -25,3%). Am deutlichsten sinken die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (-32,9%) auf einen Wert von 5,57 Mio. € im Jahr 2022.

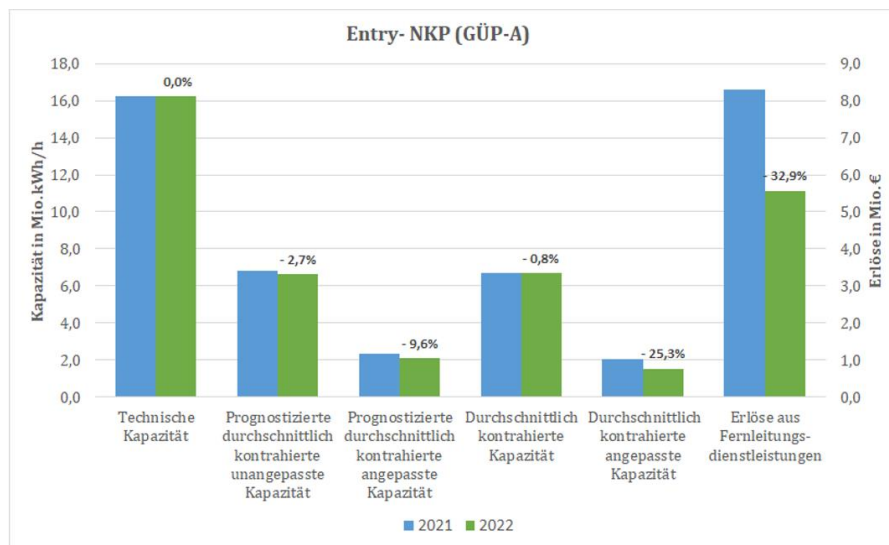
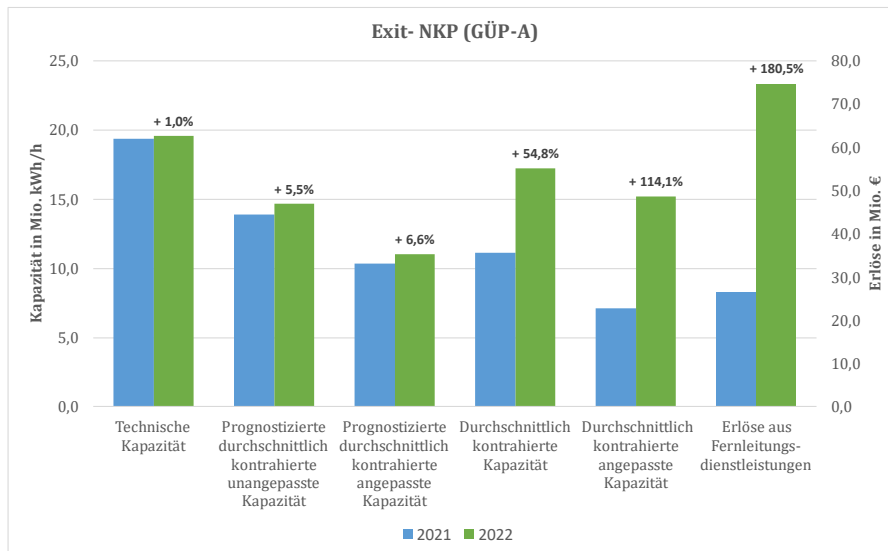


Abbildung 16: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-AT)

An den Exit-Punkten verzeichnen sich ausschließlich Anstiege gegenüber dem Jahr 2021. So steigt zunächst die Technische Kapazität 2022 marginal um 1,0% auf 19,57 Mio. kWh/h. Leichte Anstiege lassen sich auch bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität um 5,5% (unangepasst) bzw. 6,6% (angepasst) beobachten. Deutlich stärker steigt die tatsächlich durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 54,8% (unangepasst) bzw. 114,1% (angepasst). Der größte Zuwachs ist bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen festzustellen, welche im Vergleich zum Vorjahr um 48,11 Mio. € (+180,5%) auf 74,77 Mio. € ansteigen.



**Abbildung 17: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-AT)**

## Schweiz

An den Grenzübergangspunkten der Schweizer Grenze ist insbesondere durch die beobachtete Verschiebung der Gasflüsse in Europa bei den Entry-Punkten ein genereller Anstieg im Jahr 2022 zu beobachten. Abgesehen von der unveränderten Technischen Kapazität sind alle anderen ermittelten Werte mit Zuwachsraten zwischen 19,4% und 641,5% zum Teil drastisch angestiegen. Besonders auffällig sind die Anstiege bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten (unangepasst: +641,5%; angepasst: +471,0%) und den Erlösen (+428,8%). Die Erlöse belaufen sich damit 2022 auf einen Wert von 14,08 Mio. €.

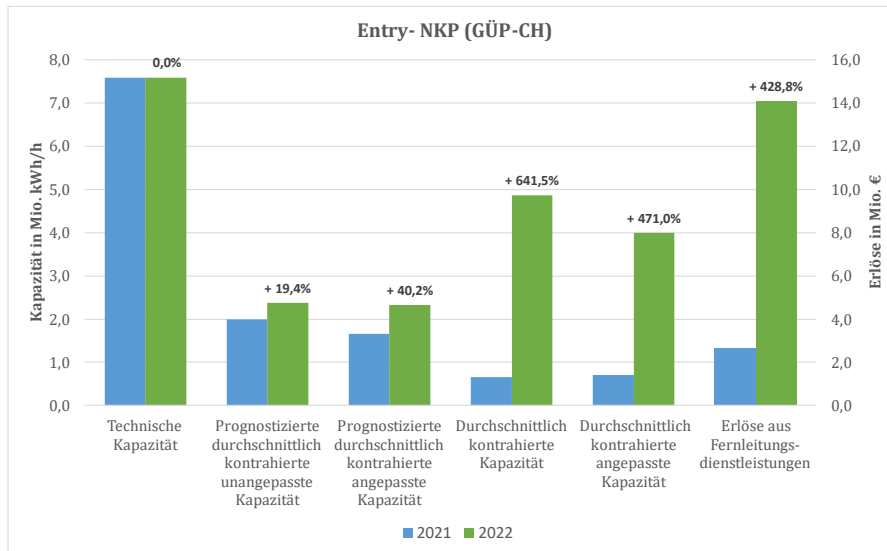


Abbildung 18: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CH)

Auch die Exit-Punkte an der Grenze zur Schweiz verzeichnen überwiegend Anstiege. Lediglich die prognostizierte durchschnittliche Kapazität verhält sich abweichend, indem die unangepasste Kapazität leicht sinkt (-5,5%) und sich die angepasste Kapazität nur marginal erhöht (+0,5%). Die übrigen Kapazitäten sind im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr allesamt erhöht (Technische Kapazität: +11,8%; durchschnittlich kontrahierte Kapazität: +32,8%; durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität: +29,3%). Die Erlöse steigen ebenfalls um 30,9% auf 46,59 Mio. €.

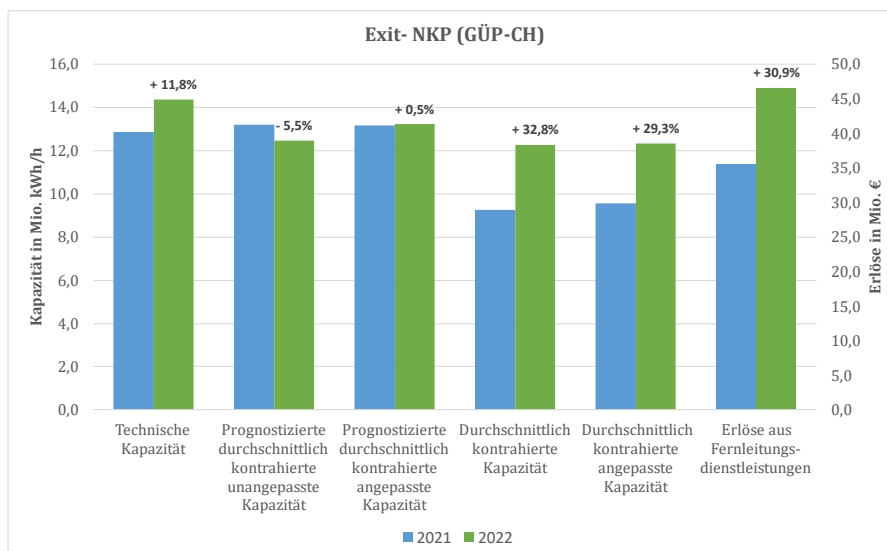


Abbildung 19: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CH)

Damit kann festgehalten werden, dass insbesondere der Punkt VIP Germany-CH an der Grenze zur Schweiz sehr dynamisch auf die aktuellen Marktbewegungen reagiert und in beide Richtungen stark nachgefragt wurde.

## Frankreich

An den Entry-Punkten zu Frankreich wurde 2022 kurzfristig eine Technische Kapazität von 4,17 Mio. kWh/h bereitgestellt, um auf die geänderte geopolitische Situation zu reagieren. Für die prognostizierte durchschnittliche Kapazität lässt sich sowohl für unangepasste Kapazität (-22,6%) als auch für angepasste Kapazität (-17,3%) eine Reduzierung der Kapazität gegenüber dem Vorjahresniveau feststellen. Entgegengesetzt verhalten sich die tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten, indem unangepasste Kapazität (+81,5%) und angepasste Kapazität (+67,1%) jeweils starke Anstiege verzeichnen. In absoluten Werten ausgedrückt steigt die durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität damit von 2,13 Mio. kWh/h auf 3,87 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 2,78 Mio. kWh/h auf 4,65 Mio. kWh/h. Am stärksten steigen die Erlöse. Im Jahr 2022 steigt der Erlös damit um 349,7% auf einen Wert von 38,87 Mio. €. Neben der erhöhten Kapazitätsvermarktung aufgrund der Verschiebung von Gasflüssen ist dieser Anstieg insbesondere auf Auktionsaufschläge zurückzuführen.

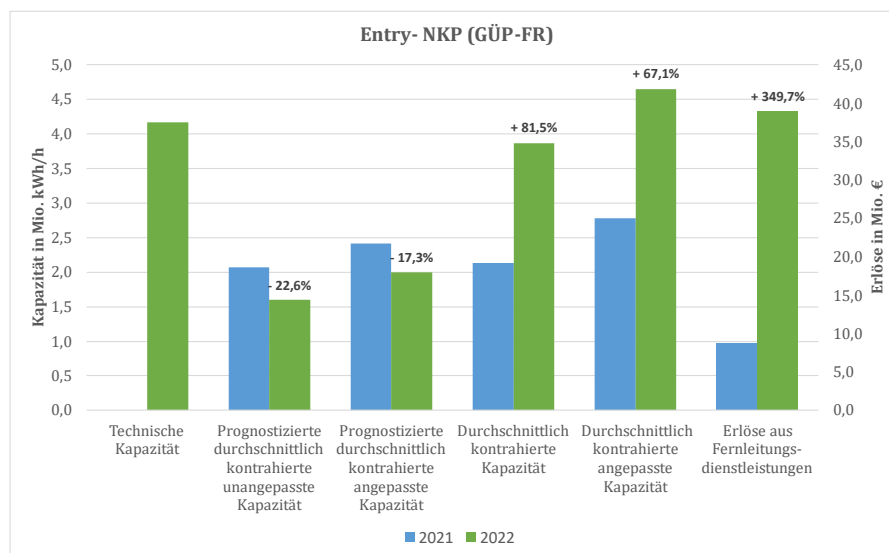
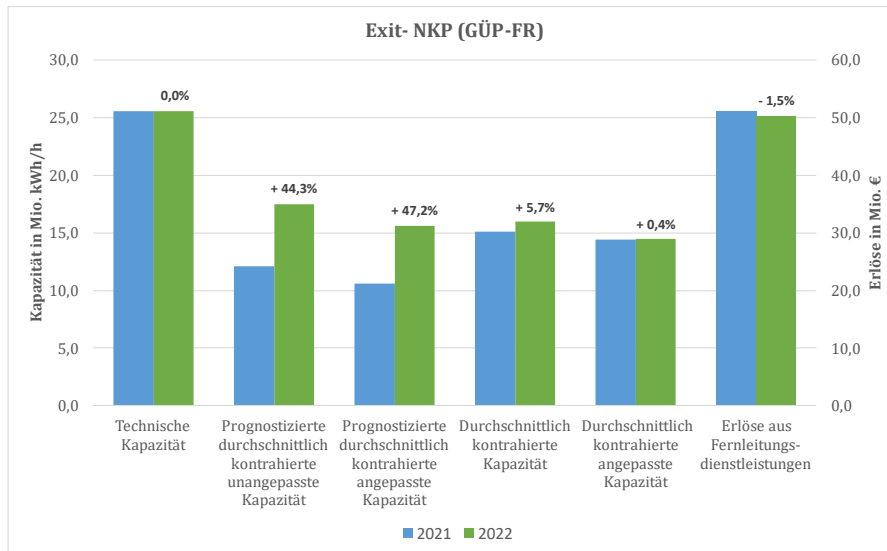


Abbildung 20: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-FR)

An den Exit-Punkten zeigt sich mit Ausnahme der prognostizierten Kapazitäten kaum eine Veränderung zum Jahr 2021. Die Technische Kapazität beträgt 2022 unverändert 25,57 Mio. kWh/h. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität wurde deutlich um 44,3% (unangepasst) bzw. 47,2% (angepasst) erhöht. Diese Erhöhung überträgt sich prozentual jedoch nicht auf die tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten. Für die unangepasste Kapazität steht hier 2022 ein Anstieg um 5,7%, während die angepasste Kapazität lediglich um 0,4% steigt. Die Erlöse verhalten sich nahezu unverändert und sinken 2022 um 1,5% auf einen Wert von 50,39 Mio. €.

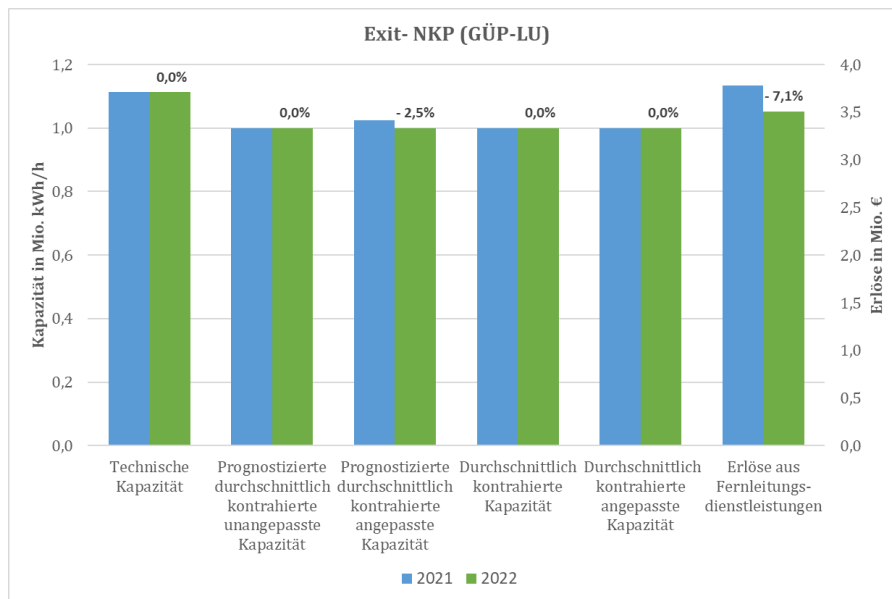


**Abbildung 21: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-FR)**

## Luxemburg

Entry-Punkte in das deutsche Fernleitungsgasnetz sind ausgehend von Luxemburg im Jahr 2022 weiterhin nicht vorhanden.

An den Exit-Punkten sind nur geringe Änderungen zum Vorjahr feststellbar. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sinkt um 2,5% im Vergleich zum Vorjahr, während Technische Kapazität, prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität und die tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten unverändert zum Vorjahr verbleiben. Sämtliche kontrahierte Kapazitäten in 2022 befinden sich auf einem vergleichbar geringen Niveau von 1,00 Mio. kWh/h. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sinken analog zur Entgeltentwicklung um 7,1% auf 3,51 Mio. €.



**Abbildung 22: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-LU)**

## Wilhelmshaven, LNG-Terminal 1

Das LNG-Terminal in Wilhelmshaven wurde mit kurzfristiger Planung in der zweiten Dezemberhälfte 2022 in Betrieb genommen, wodurch ein Vorjahresvergleich nicht möglich ist und überdies keine prognostizierte Kapazität vorliegt. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität befindet sich im Jahr 2022 auf einem geringen Niveau von 0,18 Mio. kWh/h (unangepasst) bzw. 0,14 Mio. kWh/h (angepasst). Dasselbe gilt für die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, die mit 0,49 Mio. € dementsprechend gering ausfallen.

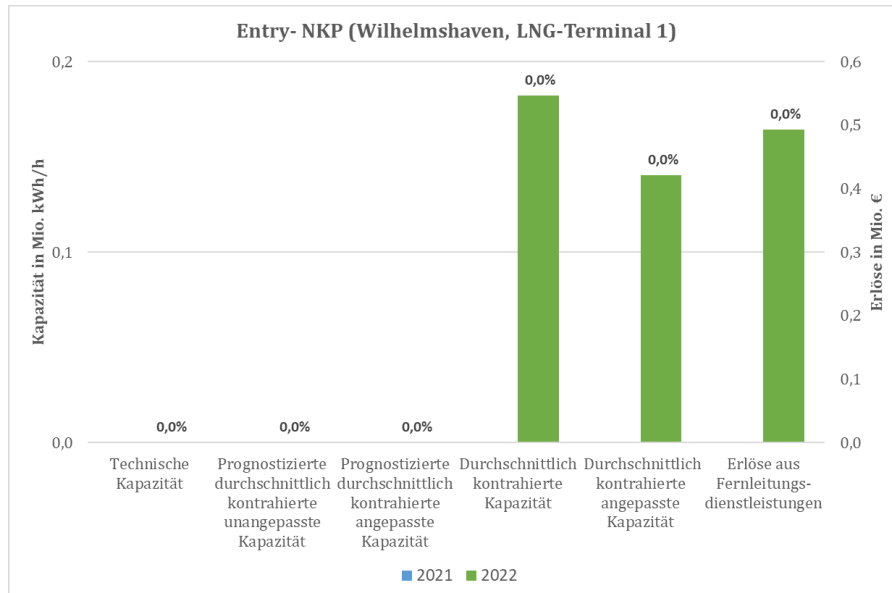


Abbildung 23: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (Wilhelmshaven, LNG-Terminal 1)

Exit-Punkte sind in Wilhelmshaven nicht vorhanden

## 2.2. Erzeugung

Die Kapazitäten und Erlöse an den Netzanschlusspunkten für Erzeugung nehmen vom Jahr 2021 auf 2022 leicht ab. Die größten Veränderungen sind bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: -16,0%; angepasst: -16,8%) und der Technischen Kapazität (-11,1%) zu beobachten. Weniger deutlich sinkt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (unangepasst: -3,7%; angepasst: -5,0%). Den geringsten Rückgang gegenüber dem Vorjahr verzeichnen die Erlöse. Diese betragen 2022 nach einem Rückgang von 0,7% einen Wert von 20,00 Mio. €.

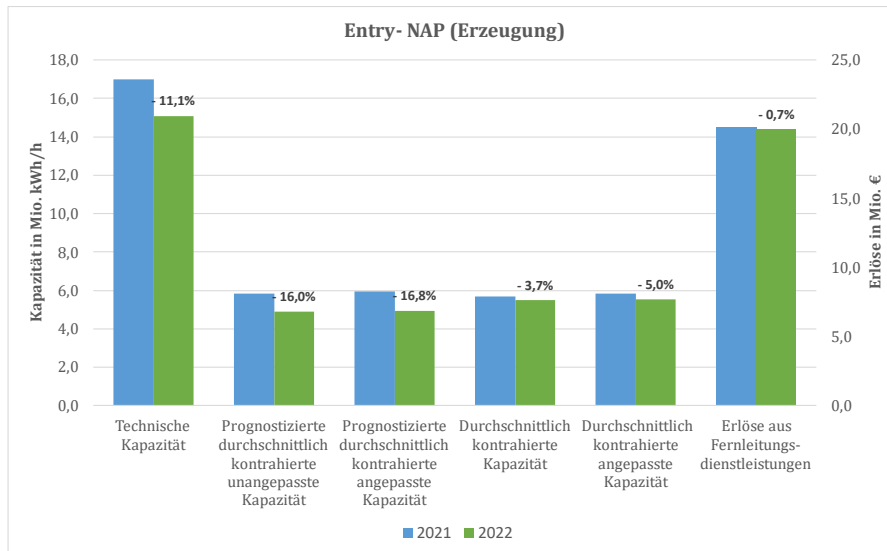


Abbildung 24: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Erzeugung)



## 2.3. Speicher

An den Entry-Netzanschlusspunkten für Speicher sind im Vergleich des Jahres 2022 mit dem Vorjahr 2021 überwiegend Rückgänge zu beobachten. Einzige Ausnahme stellt der Anstieg der Technischen Kapazität um 15% da. Die Technische Kapazität beträgt somit 160,33 Mio. kWh/h. Bei den kontrahierten Kapazitäten äußert sich eine vergleichbare Abnahme der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: -7,8%; angepasst: -11,9%) und der durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: -15,8%; angepasst: -12,2%). Den stärksten Rückgang verzeichnen die Erlöse. Diese sinken im Betrachtungszeitraum um 17,2% auf einen Wert von 35,38 Mio. €.

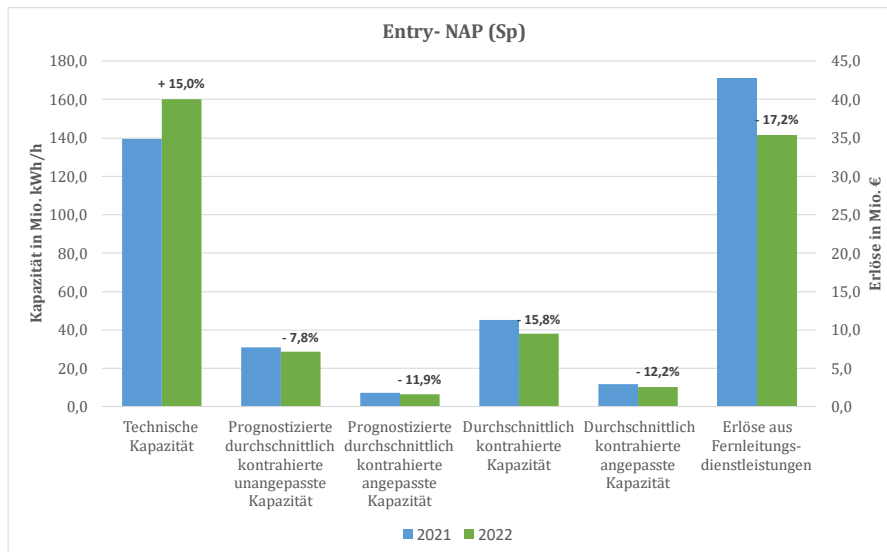


Abbildung 25: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Sp)

Vergleichbar mit den Entry-Punkten lässt sich auch bei den Exit-Punkten im Jahr 2022 ein Anstieg der Technischen Kapazität (+2,3%) sowie Rückgang der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: -12,7%; angepasst: -17,8%) feststellen. Prozentual große Anstiege lassen sich hingegen bei der durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: +40,4%; angepasst: +44,8%) und den Erlösen (+44,0%) feststellen. Die Erlöse steigen damit im Jahr 2022 von 28,68 Mio. € auf 41,30 Mio.€.

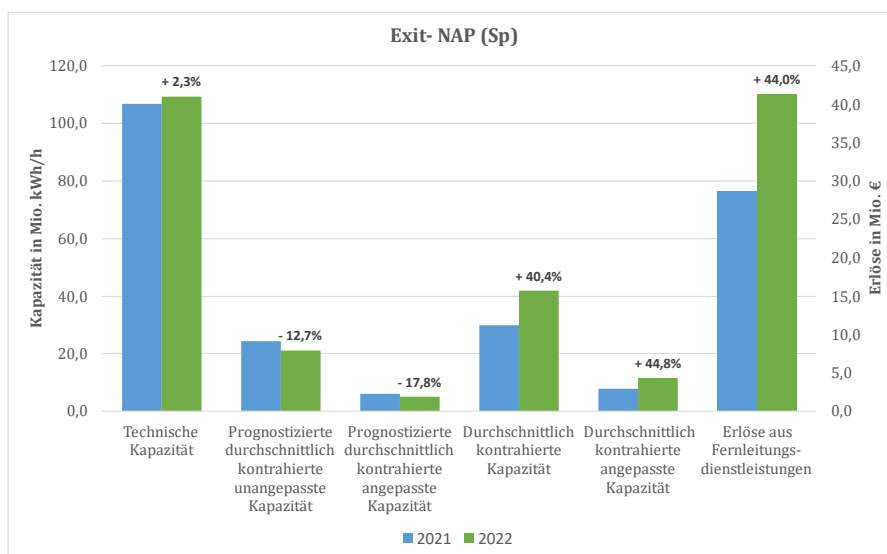


Abbildung 26: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Sp)

## 2.4. Interne Bestellungen

Bei den Netzanschlusspunkten für interne Bestellungen sind keine großen Abweichungen zum Niveau des Vorjahres festzustellen. Den größten Anstieg verzeichnet die Technische Kapazität (+14,1%) und beträgt damit im Jahr 2022 302,17 Mio. kWh/h. Vergleichbare Anstiege verzeichnen die prognostizierten unangepassten Kapazitäten mit 13,4% (angepasst: 13,3%). Diese Anstiege übertragen sich jedoch nicht auf die durchschnittlich kontrahierten (angepassten) Kapazitäten, welche nur marginal vom Vorjahresniveau divergieren. Die Erträge sinken dabei im Jahr 2022 leicht um 3,4% auf einen Wert von 961,51 Mio. €.

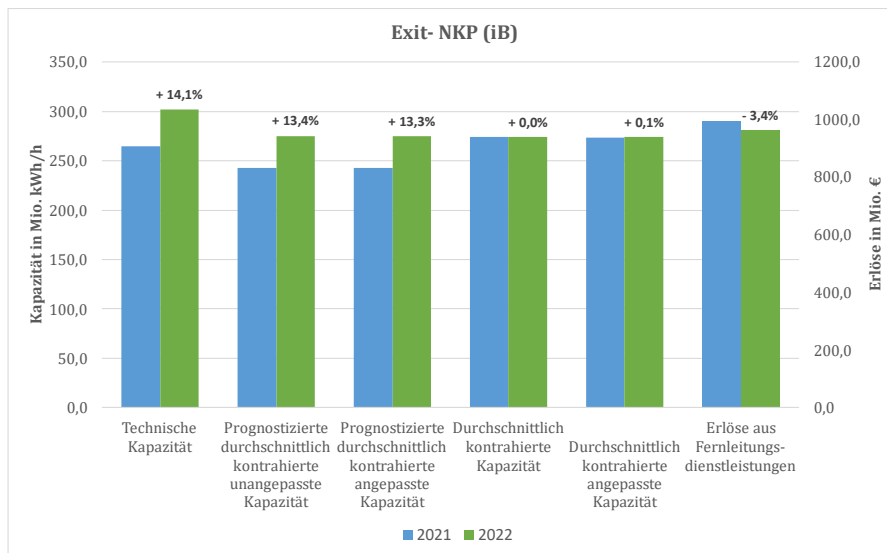


Abbildung 27: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (iB)

## 2.5. Letztverbraucher

Bei den Netzanschlusspunkten der Letztverbraucher ist im Betrachtungszeitraum ein genereller leichter Anstieg der Kapazitäten und der Erlöse erkennbar. Die Technische Kapazität steigt um 11,0% auf 63,20 Mio. kWh/h. Am stärksten steigen die prognostizierten Kapazitäten (unangepasst: +19,8%; angepasst: +16,3%). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten steigen allerdings nur um etwa die Hälfte der prognostizierten Kapazitäten (unangepasst: +10,0%; angepasst: +8,1%). Leicht angestiegen sind auch die Erlöse im Jahr 2022 (+4,6%). Diese belaufen sich damit auf einen Wert von 142,96 Mio. €.

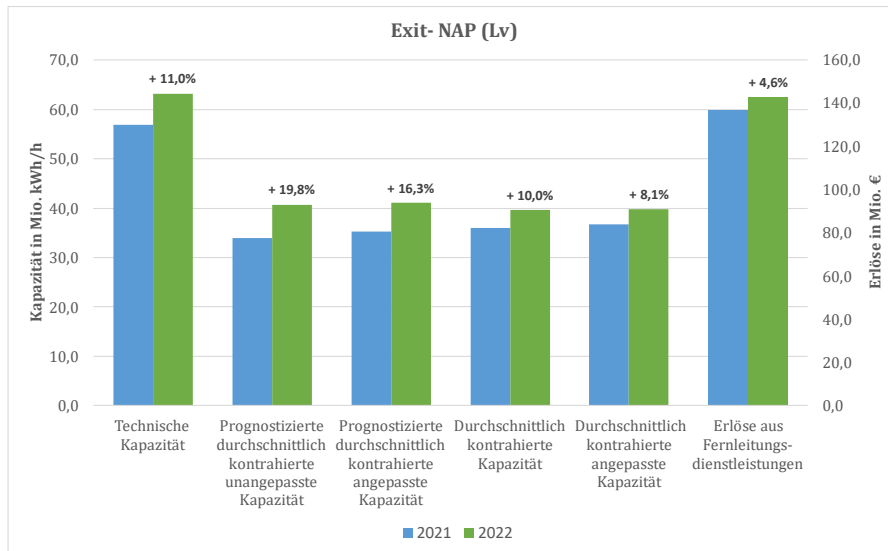


Abbildung 28: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Lv)

## 2.6. Biogas und Power-to-Gas

An den Netzanschlusspunkten für Biogas sind mit Ausnahme der prognostizierten Kapazitäten kaum Abweichungen zum Vorjahr 2021 erkennbar. So steigen die Technische Kapazität (+9,4%) und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 12,0% (unangepasst) bzw. 11,8% (angepasst) leicht an, während die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (unangepasst: +0,3%; angepasst: -2,0%) nur geringfügige Abweichungen zum Jahr 2021 aufweist. In absoluten Zahlen sind die Kapazitäten zudem gering.

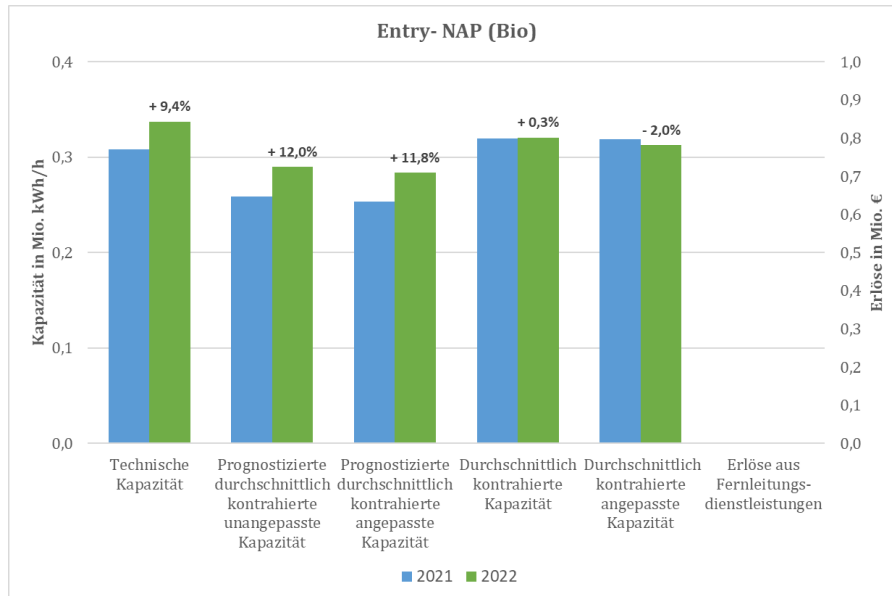


Abbildung 29: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Bio)

Deutlich geringer als schon bei Biogas sind die Kapazitäten an Power-to-Gas-Anlagen zu verzeichnen (<3 Tsd. kWh/h). Sämtlich Kapazitäten weisen allerdings im Jahr 2022 einen Anstieg zwischen 14,4% und 36,5% im Vergleich zum Vorjahr auf.

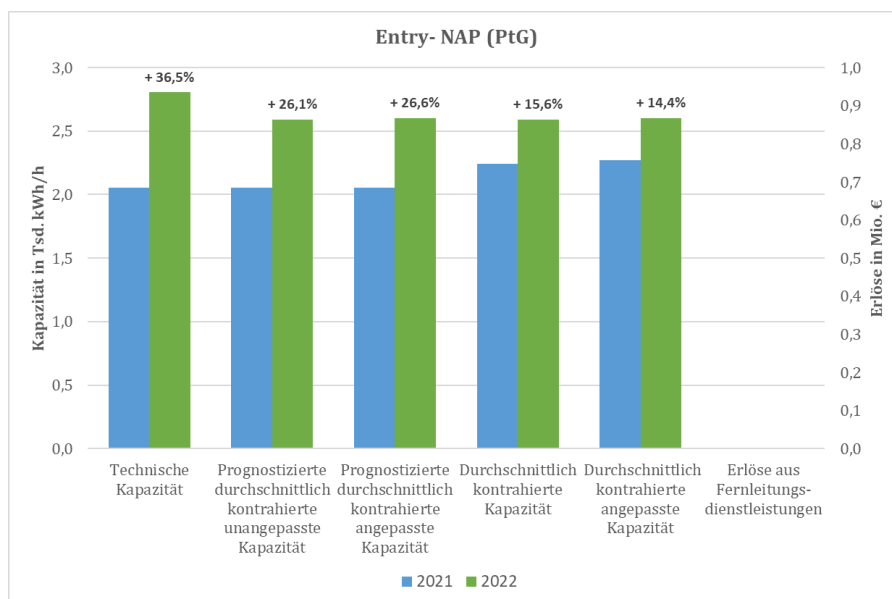


Abbildung 30: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (PtG)

Für die Netzanschlusspunkte Biogas und Power-to-Gas fallen gem. Tenorziffer 1 Satz 3 der Festlegung REGENT 2021 keine Erlöse an. Allerdings sind gemäß Tenorziffer 10b) Satz 7 der Festlegung REGENT 2021 die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiung für Biogas und Power-to-Gas in diesem Bericht anzugeben. Auf Basis der tatsächlichen Vermarktung sind durch die Entgeltbefreiung Erlöse in Höhe von 1.105.360 € entgangen. Dies entspräche einem Anteil von 0,04% der Summe der tatsächlichen Erlöse aus Fernleitungsentgelten aller FNB.