

Bericht zur Bewertung des Mengenrisikos gemäß
Tenorziffer 10b) des Beschlusses BK9-19/610
(REGENT 2021) nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460

Inhalt

1. Einleitung.....	2
2. Veränderungen der Kapazitäten und Erlöse	4
2.1. Engpasszone Nord (ehemals GASPOOL).....	4
2.1.1. Grenzübergabepunkte	4
2.1.2. Marktgebietsübergabepunkte.....	17
2.1.3. Erzeugung.....	19
2.1.4. Speicher	20
2.1.5. Interne Bestellungen	21
2.1.6. Letztverbraucher.....	21
2.1.7. Biogas und Power-to-Gas.....	22
2.2. Engpasszone Süd (ehemals NetConnect Germany).....	24
2.2.1. Grenzübergabepunkte	24
2.2.2. Marktgebietsübergabepunkte.....	35
2.2.3. Erzeugung.....	36
2.2.4. Speicher	37
2.2.5. Interne Bestellungen	38
2.2.6. Letztverbraucher.....	38
2.2.7. Biogas und Power-to-Gas.....	39

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 BK9-19/610 (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 Fernleitungskenndaten aller 16 deutschen FNB zusammengetragen. Trotz des einheitlichen deutschen Markgebietes seit dem 01.10.2021 wurde für den diesjährigen Bericht eine Trennung nach den Engpasszonen Nord (ehemals Marktgebiet GASPOOL) und Süd (ehemals Marktgebiet NetConnect Germany) des einheitlichen Marktgebiets Trading Hub Europe vorgenommen. Dies ermöglicht einen sachgerechten und transparenten Vergleich der relevanten Jahre 2020 und 2021.

Bei den in diesem Bericht beschriebenen Daten handelt es sich um folgende Angaben für die Jahre 2020 und 2021:

- 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 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>2020</u>	<u>2021 (Q1-Q3)</u>	<u>2021 (Q4)</u>
GASPOOL	3,36	3,32	n/A
NetConnect Germany	4,07	3,77	n/A
Trading Hub Europe	n/A	n/A	3,80

2. Veränderungen der Kapazitäten und Erlöse

2.1. Engpasszone Nord (ehemals GASPOOL)

2.1.1. Grenzübergabepunkte

Dänemark

Aufgrund der anhaltenden Wartungsmaßnahmen an der Produktionsplattform "Tyra" lag auch im Jahr 2021 keine Technische Kapazität vor. An den Entry-Punkten der Grenzübergabepunkte Dänemark in der Engpasszone Nord sind die prognostizierten Kapazitäten im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 65,0% bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten unangepassten Kapazität (64,6% bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität) verhältnismäßig stark angestiegen, absolut betrachtet jedoch nur um ca. 300.000 kWh/h. Für 2021 wurden auf Basis der Daten aus 2019 zusätzliche Kapazitäten prognostiziert. Die tatsächliche durchschnittlich kontrahierte Kapazität steigt dabei von 0,24 auf 0,26 Mio. kWh/h (+6,4%) und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 0,28 auf 0,31 Mio. kWh/h an. Trotz fehlender Technischer Kapazität existieren kontrahierte Kapazitäten, da neben unterbrechbaren Kapazitäten ebenfalls durch Renominierungsbeschränkungen der Gegenrichtung (Exit) am Entry Kapazitäten auf fester Basis angeboten werden können. Diese Anstiege der Kapazitäten spiegeln sich auch in den Erlösen wider, welche im Betrachtungszeitraum ein Plus von 12,0% auf einen Wert von 1,06 Mio. € verbuchen.

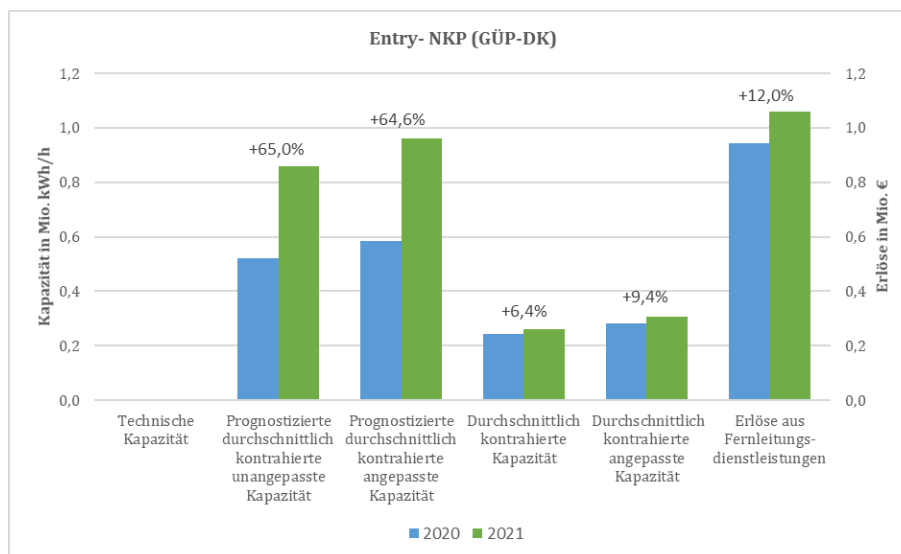


Abbildung 1: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-DK)

An den dänischen Exit-Punkten ist eine gegenläufige Entwicklung zu beobachten. Während sich die Technische Kapazität im Jahresvergleich nicht ändert, sinkt die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität (prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität) um 31,3% (31,1%). Für 2021 wurden hier auf Basis der Daten von 2019 weniger langfristige Verträge prognostiziert. Ebenso sinkt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 7,5% und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 3,9%. Diese Verringerungen sind auf die Kündigungen von Jahreskapazität als Resultat der Entgelterhöhung zum 01.10.2021 zurückzuführen. Es ergibt sich vom Jahr 2020 auf das Jahr 2021 ein Rückgang der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen von 13,29 Mio. € auf 13,07 Mio. €.

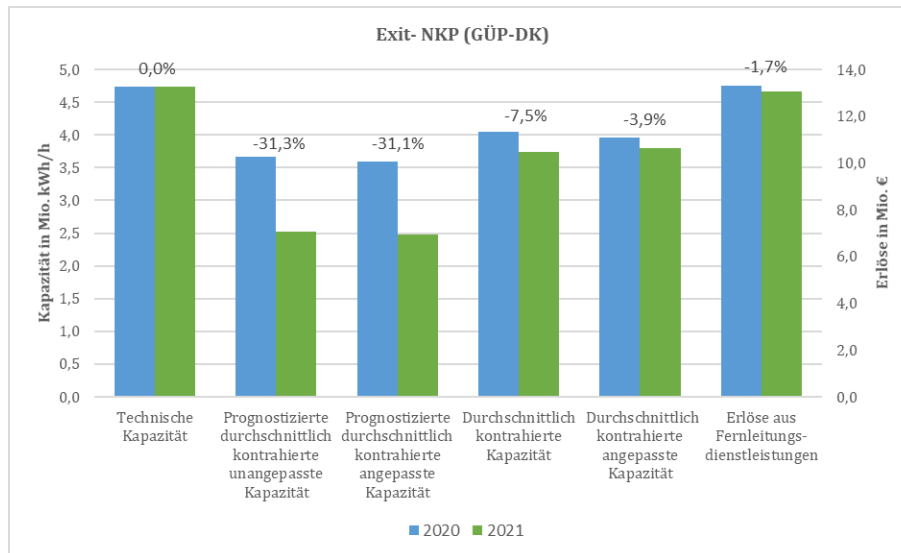


Abbildung 2 Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-DK)

Polen YAMAL

An dem Grenzübergabepunkt zur YAMAL-Pipeline sinken am Entry-Punkt alle Kapazitäten – mit Ausnahme der Technische Kapazität – und die Erlöse im Betrachtungszeitraum. Der stärkste Rückgang ist bei der durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität (17,2%) zu beobachten. Die Erlöse im Jahr 2021 fallen um 21,56 Mio. € geringer aus als im Vorjahr, was einem Rückgang von 16,7% auf einen Wert von 107,22 Mio. € entspricht.

Der Rückgang bei den Erlösen und den kontrahierten Kapazitäten im Jahr 2021 resultiert hauptsächlich aus den Entwicklungen im 4. Quartal 2021 sowie der ausbleibenden Langfristbuchung für das GWJ 2021/2022. Die im kleineren Ausmaß getätigten Kurzfristbuchungen im 4. Quartal 2021 konnten trotz des höheren Netzentgeltes sowie der Anwendung von unterjährigen Multiplikatoren den Rückgang aus der Jahressicht nicht kompensieren.

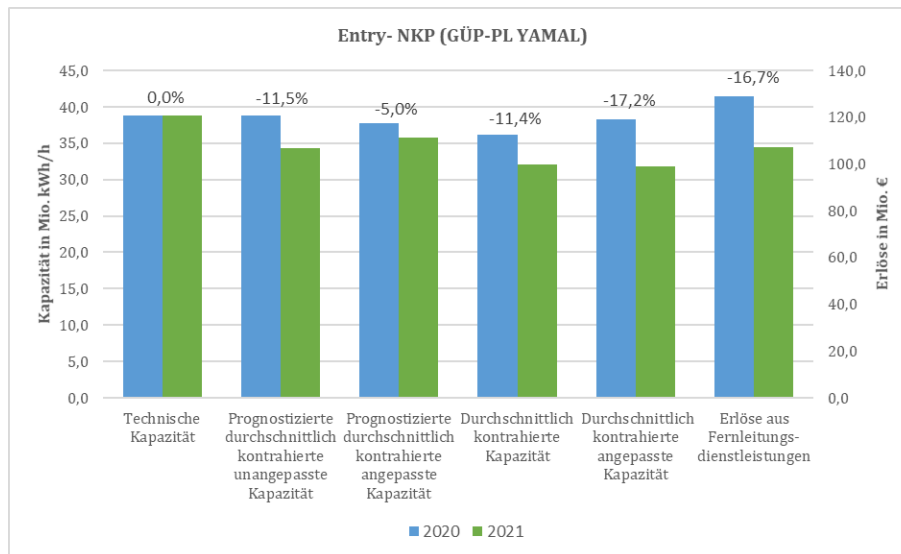


Abbildung 3: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-PL YAMAL)

An dem Exit-Punkt bleiben Technische Kapazität, prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität konstant. Die prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten liegen bei „0“ 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. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität steigen um 20,5% bzw. 21,1% an. Damit beträgt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität) im Jahr 2021 5,23 Mio. kWh/h (4,78 Mio. kWh/h). Die Erlöse steigen um 25,4% auf einen Wert von 18,20 Mio. € an. Dieser Anstieg im Jahr 2021 ist hauptsächlich auf die Entwicklungen im 4. Quartal 2021 zurückzuführen.

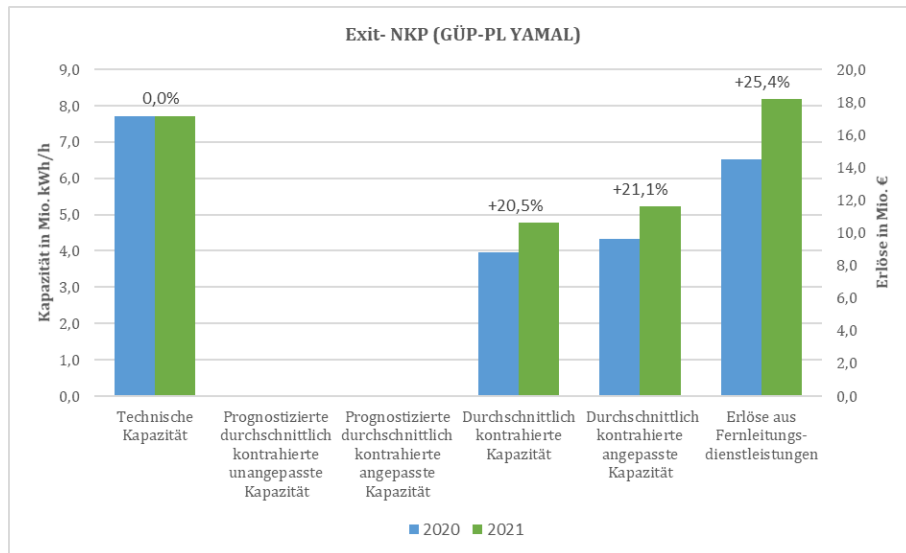


Abbildung 4: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-PL YAMAL)

Polen E-Gas

An den Entry-Punkten zum Polen E-Gas Gebiet ist es in den Jahren 2020 und 2021 zu so geringen Kapazitäten und Erlösen gekommen (<100 kWh/h und < 200 €), dass eine detaillierte Betrachtung an dieser Stelle entfällt.

An den Exit-Punkten ist es bei konstanter Technischer Kapazität zu einem Anstieg der sonstigen Kapazitäten gekommen (durchschnittlich kontrahierte Kapazität: +10,9%, durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität: +1,8%), obwohl die prognostizierten Kapazitäten rückläufig sind. Die Erlöse steigen von einem Wert von 3,70 Mio. € im Jahr 2020 auf einen Wert in Höhe von 5,16 Mio. € im Jahr 2021 an. Die im Jahr 2021 im Vergleich zu 2020 erhöhten Erlöse resultieren aus der erhöhten Nachfrage, die sich in der Jahres- und Quartalsauktion zeigte und zu Auktionsaufschlägen führte.

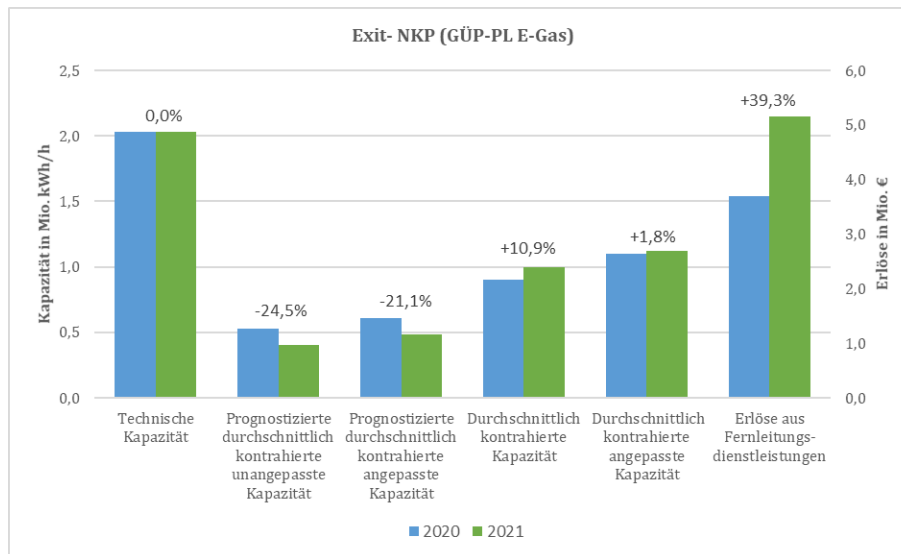


Abbildung 5: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-PL E-Gas)

Tschechien

An den tschechischen Entry-Punkten für die Engpasszone Nord ist die Technische Kapazität gleichgeblieben, während prognostizierte und gebuchte Kapazitäten fast auf null gefallen sind. Diese Entwicklung wirkt sich auch auf die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen aus, welche um 91,0% auf einen Wert von 0,14 Mio. € im Jahr 2021 absinken. Der Rückgang der Erlöse von 2020 zu 2021 ist darauf zurückzuführen, dass ein Bestandsvertrag zum 1.10.2020 endete und keine neue Buchung erfolgte.

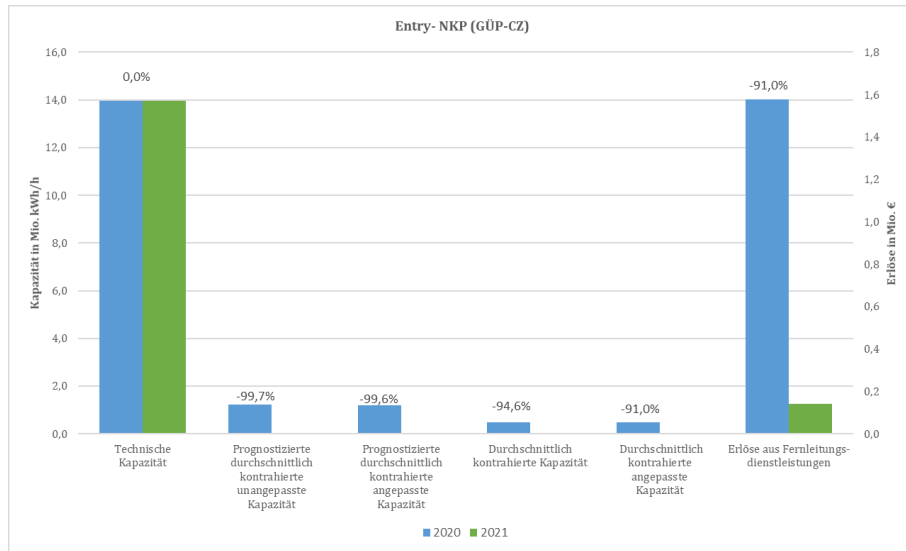


Abbildung 6: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CZ)

An den Exit-Punkten lässt sich eine gegenläufige Entwicklung beobachten. Alle betrachteten Werte steigen im Vergleich zum Vorjahr an. Die Technische Kapazität beträgt im Jahr 2021 50,83 Mio. kWh/h (2020: 46,66 Mio. kWh/h). Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität erhöhen sich um 23,2%. Bei den Erlösen lässt sich ebenfalls ein Zuwachs beobachten. Diese steigen um 26,3% auf einen Wert von 171,58 Mio. € im Jahr 2021 an. Der Anstieg sämtlicher Kennzahlen von 2020 zu 2021 ist hauptsächlich auf die Inbetriebnahme weiterer Anlagen des EUGAL-Projektes zurückzuführen.

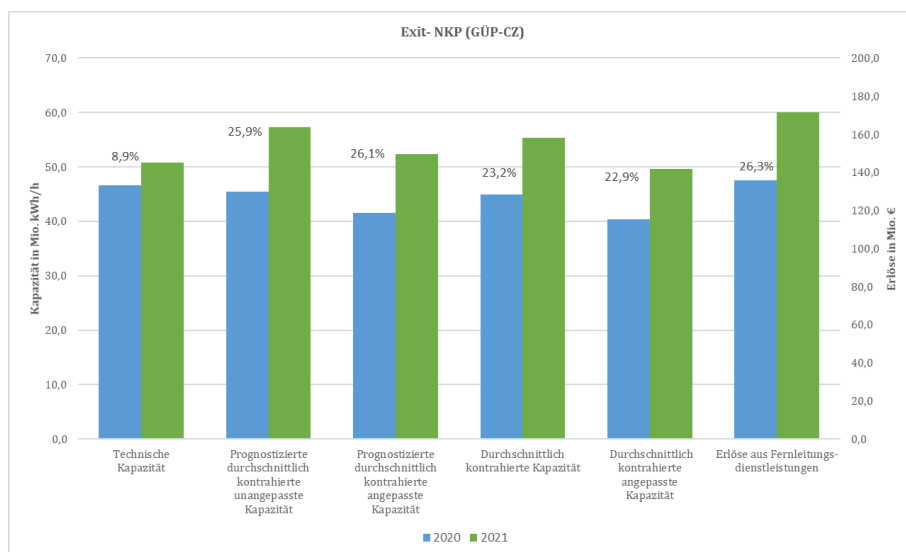


Abbildung 7: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CZ)

Belgien

Die Technische Kapazität bleibt an den belgischen Entry-Grenzübergabepunkten gleich. Sowohl für 2020 als auch für 2021 liegen keine prognostizierten Kapazitäten vor. Im Betrachtungszeitraum sinkt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 14,8%, während die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität ebenfalls um 2,9% zurückgeht. Die Erlöse hingegen steigen leicht von 5,47 Mio. € auf 5,71 Mio. € an.

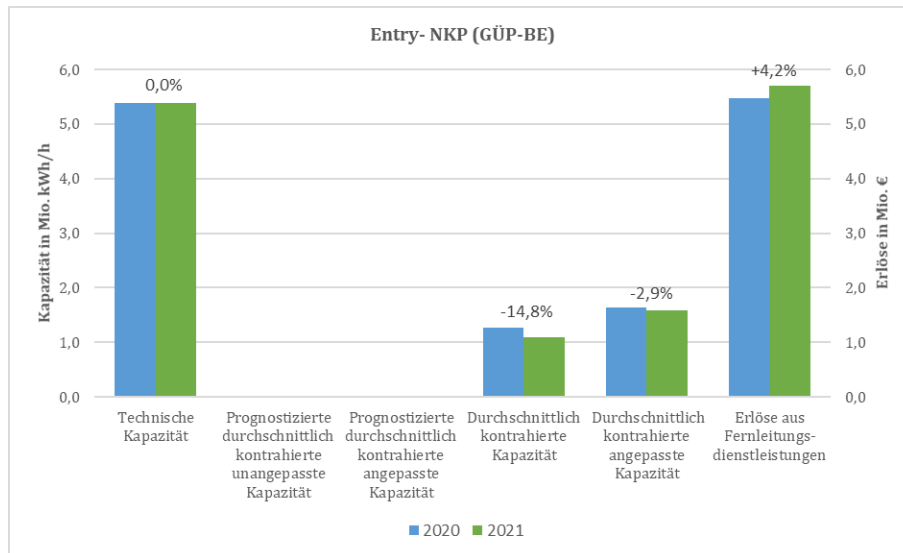


Abbildung 8: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-BE)

An den Exit-Punkten sinkt die Technische Kapazität von 7,25 Mio. kWh/h auf 5,39 Mio. kWh/h. Die beiden prognostizierten Kapazitäten sinken jeweils um 8,8%, während die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 11,7% und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 15,9% ansteigen. Bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen ergibt sich ein Anstieg von 2020 auf 2021 von 18,1% auf einen Wert von 12,29 Mio. €.

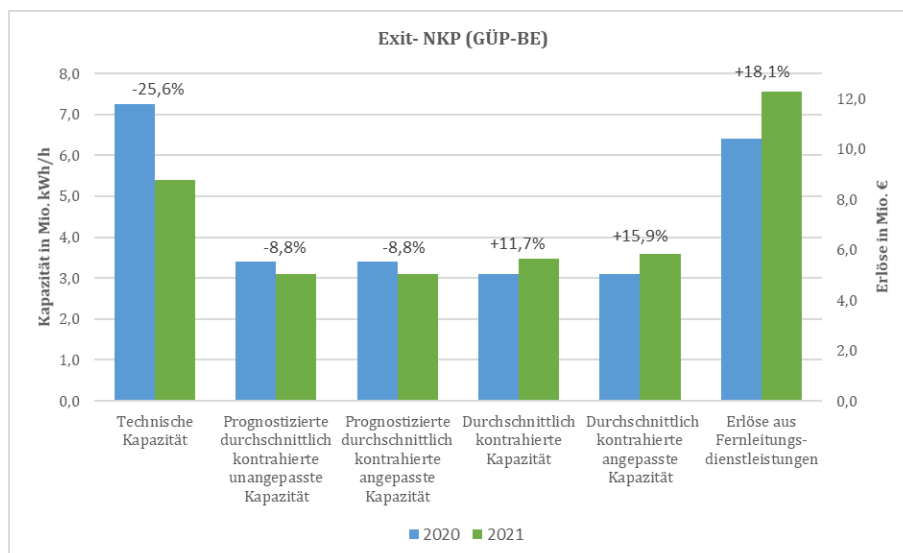


Abbildung 9: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-BE)

Niederlande H-Gas

An den H-Gas-Entry-Punkten an der niederländischen Grenze wurde die Technische Kapazität um 20,2% aufgrund von Kapazitätsumverteilungen im Netz erhöht. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sinken (-40,0% und -55,3%). Bei den tatsächlichen Kapazitäten und den Erlösen ist prozentual ein großer Anstieg zu verzeichnen. So steigt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 94,6% und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 115,5% an. Die absolute Erhöhung von lediglich ca. 400.000 kWh/h resultiert aus mehr kurzfristigen Buchungen in der zweiten Jahreshälfte. Analog steigen die Erlöse von 2020 auf 2021 um 120,6% auf einen Wert von 2,86 Mio. € an.

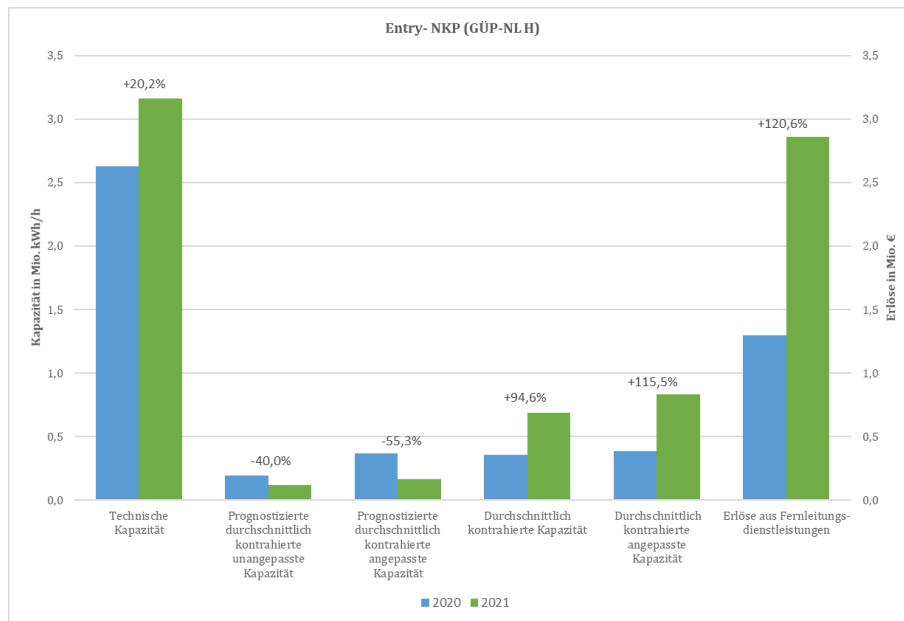


Abbildung 10: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL H-Gas)

An den Exit-Punkten sinken alle betrachteten Werte. Die beiden prognostizierten Kapazitäten sinken aufgrund wegfallender Langfristverträge jeweils um gut 25% im Jahresvergleich und die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sinken ebenfalls um 8,22 Mio. € auf einen Wert von 39,51 Mio. €.

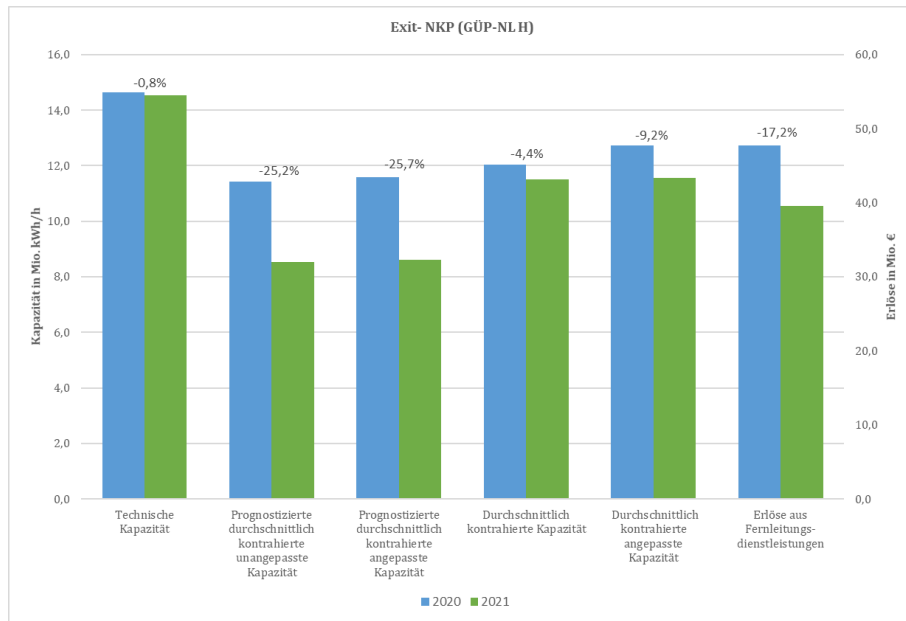


Abbildung 11: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL H-Gas)

Niederlande L-Gas

An den Grenzübergabepunkten zur niederländischen L-Gas-Zone zeigen sich Veränderungen in beide Richtungen.

An den Entry-Punkten sinkt die Technische Kapazität von 2020 auf 2021 um 29,9%. Die Verringerung resultiert aus einer bedarfsgerechten Umallokation von Kapazitäten. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sinkt ebenfalls um 1,5%, während die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität, die durchschnittlich kontrahierte Kapazität und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität jeweils ansteigen (+10,6%; +9,2%; +18,2%). Die Erlöse erreichen im Jahr 2021 einen Wert von 12,80 Mio. € und fallen somit 20,1% höher als im Vorjahr aus. Der Anstieg bei der kontrahierten Kapazität ebenso wie bei den Erlösen ist einerseits auf die Erhöhung des Referenzpreises zum 01.10.2021 aufgrund der Marktgebietszusammenlegung und andererseits auf die zeitgleiche Zusammenlegung der beiden VIPs TTF-GASPOOL L sowie TTF-NCG L zurückzuführen. Durch die Zusammenlegung der VIPs ist die Anzahl der Buchungen als auch die durchschnittliche Buchungshöhe deutlich gestiegen.

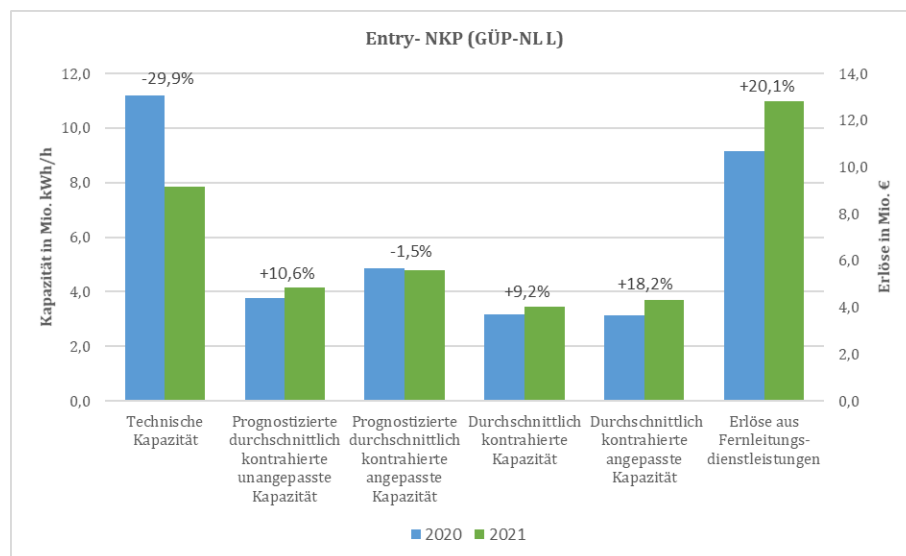


Abbildung 12: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL L-Gas)

An den Exit-Punkten liegt aufgrund der Unidirektionalität keine Technische Kapazität vor. Exit-Kapazitäten an dieser Marktgebietsgrenze werden ausschließlich als virtuelle Gegenstromkapazität in Abhängigkeit des Flusses in Hauptstromrichtung (entry) auf unterbrechbarer sowie teilweise durch Anwendung der Renominierungsbeschränkung auf fester Basis angeboten. Daher sieht man für die (prognostizierten) Kapazitäten sowie die Erlöse im Verhältnis zur Entry-Richtung deutlich kleinere Werte. So liegt die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität im Jahr 2021 bei 0,03 Mio. kWh/h und die Erlöse erreichen einen Wert von 0,11 Mio. €. Auch hier sind die ansteigenden Kennzahlen mit der Preisanpassung sowie der VIP-Zusammenlegung analog zur Entry-Richtung begründbar.

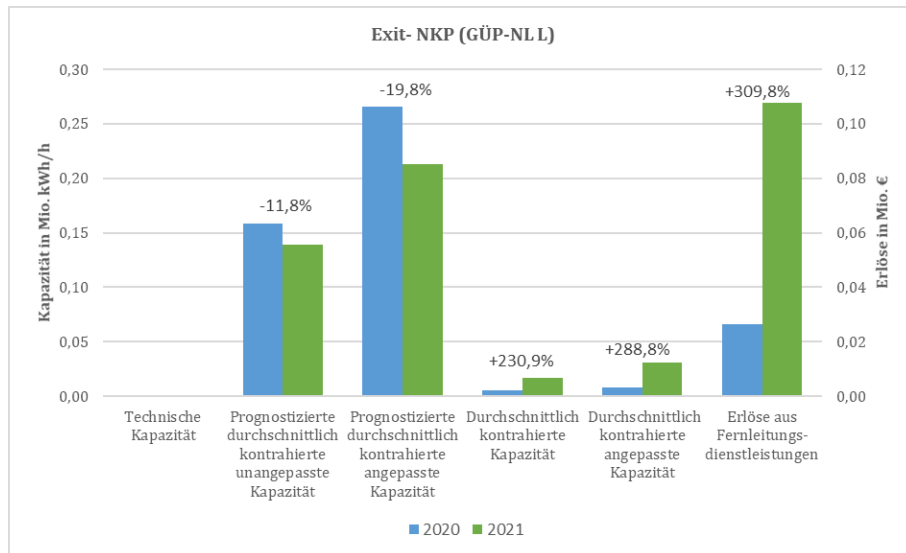


Abbildung 13: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL L-Gas)

Norwegen

Die Technische Kapazität steigt um 1,4% von 21,3 Mio. kWh/h auf 21,6 Mio. kWh/h. Ebenfalls steigen die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 51,0% und um 64,3% an. Dies ist auf das stark erhöhte Buchungsverhalten zu Beginn des Jahres 2020, welches für die Kapazitätsprognose für das Jahr 2021 berücksichtigt wurde, zurückzuführen. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität ist auf dem Niveau des Vorjahres, während die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 5,3% sinkt. Im Verhältnis wurden hier im Jahr 2021 mehr langfristige Verträge als im Jahr 2020 geschlossen. Bei den Erlösen ist auch ein Rückgang zu verzeichnen. Diese sinken von 63,52 Mio. € auf 61,64 Mio. € (-2,9%).

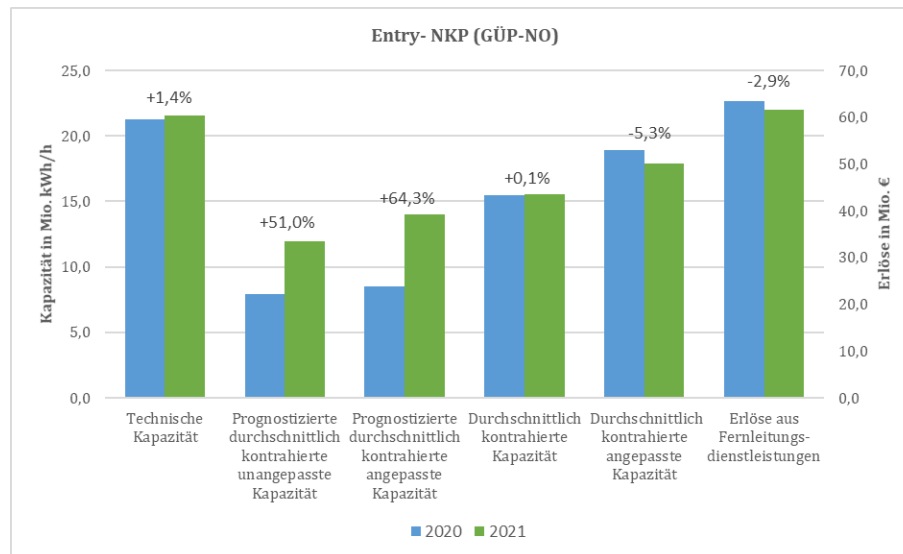


Abbildung 14: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NO)

Da es in der Engpasszone Nord 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 diesen ist im Jahr 2021 ein konstanter Anstieg sowohl der Kapazitäten als auch der Erlöse zu beobachten. Am stärksten steigen dabei die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (+29,5%) und die Erlöse (+25,7%) an. Letztere steigen von 219,77 Mio. € auf 276,28 Mio. € an. Der Anstieg sämtlicher Kennzahlen ist hauptsächlich auf die Inbetriebnahme weiterer Anlagen des EUGAL-Projektes zurückzuführen.

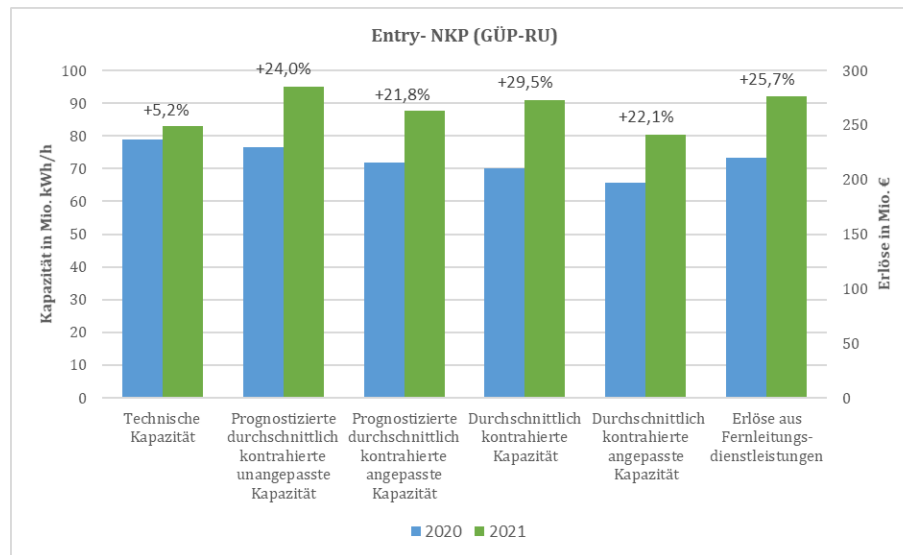


Abbildung 15: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-RU)

2.1.2. Marktgebietsübergabepunkte

Bei der Betrachtung der Marktgebietsübergabepunkte ist anzumerken, dass durch die Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 lediglich drei Quartale bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten (angepasst und unangepasst) sowie bei den Erlösen aus Fernleistungsdienstleistungen Berücksichtigung finden. Bei den prognostizierten Kapazitäten handelt es sich jedoch um Jahresprognosen. Dieser Effekt ist insbesondere in Abbildung 17 zu erkennen.

An den Entry-Marktgebietsübergabepunkten in der Engpasszone Nord ist die Technische Kapazität von 2020 auf 2021 um 32,5% gesunken und entspricht im Jahr 2021 7,23 Mio. kWh/h. Der hohe prozentuale Anstieg (+230,5%) der Erlöse beträgt absolut gesehen gut 0,03 Mio. €.

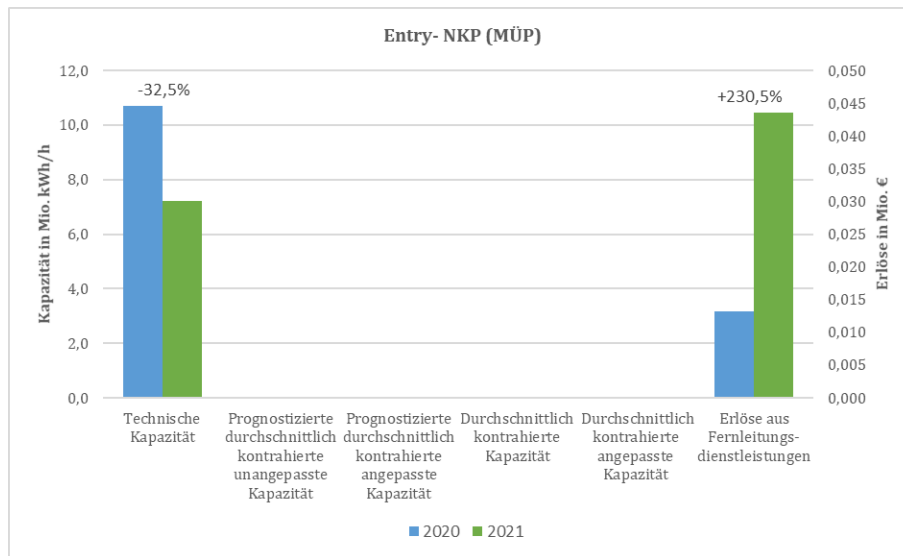


Abbildung 16: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (MÜP)

Deutlich höhere Kapazitäten und Erlöse sind an den Exit-Punkten der Engpasszone Nord festzustellen. Hier liegt die Technische Kapazität im Jahr 2020 bei 42,69 Mio. kWh/h und sinkt im Jahr 2021 auf 35,05 Mio. kWh/h (-17,9%). Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität steigen beide um knapp 4%, während die tatsächlichen Kapazitäten um 38,6% (durchschnittlich kontrahierte Kapazität) und 40,4% (durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität) sinken. Diese Entwicklung lässt sich auch bei den Erlösen beobachten, was sich in einem Rückgang von 41,1% auf einen Wert von 17,64 Mio. € widerspiegelt.

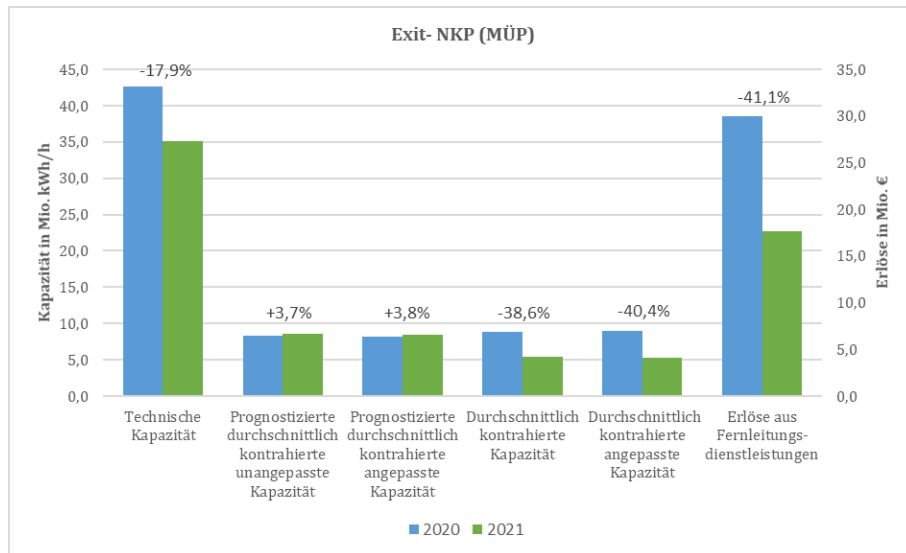


Abbildung 17: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (MÜP)

2.1.3. Erzeugung

Die Kapazitäten an den Netzanschlusspunkten für Erzeugung in der Engpasszone Nord nehmen von 2020 auf 2021 leicht ab, während die Erlöse geringfügig ansteigen. Die größten Veränderungen sind bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten unangepassten Kapazität (-8,3%) und der Technischen Kapazität (-7,4%) zu beobachten.

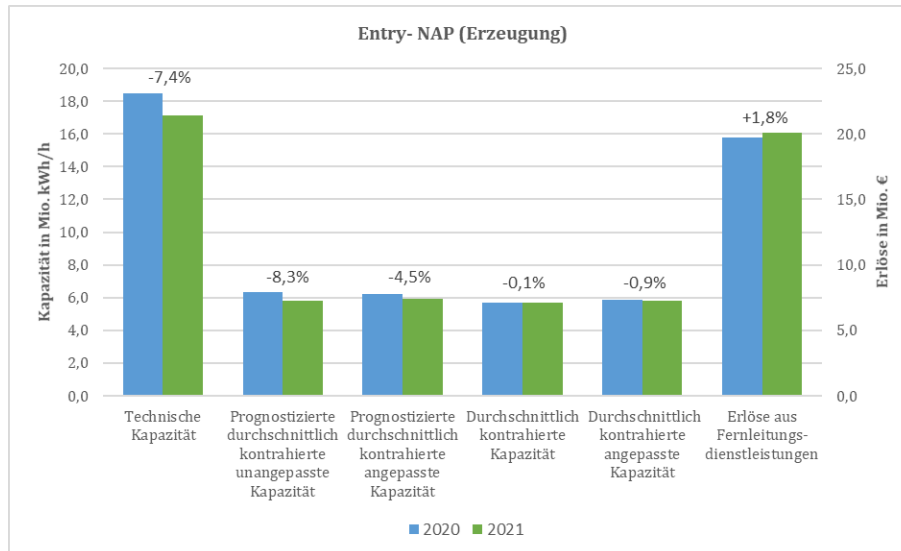


Abbildung 18: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Erzeugung)

2.1.4. Speicher

An den Entry-Netzanschlusspunkten für Speicher sind im Vergleich des Jahres 2020 mit dem Jahr 2021 für die Technische Kapazität (-10,0%), die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (-9,1%), die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität (-15,8%) und die Erlöse (-14,1%) Rückgänge zu beobachten. Die prognostizierten Kapazitäten stiegen im Gegensatz dazu im Betrachtungszeitraum an.

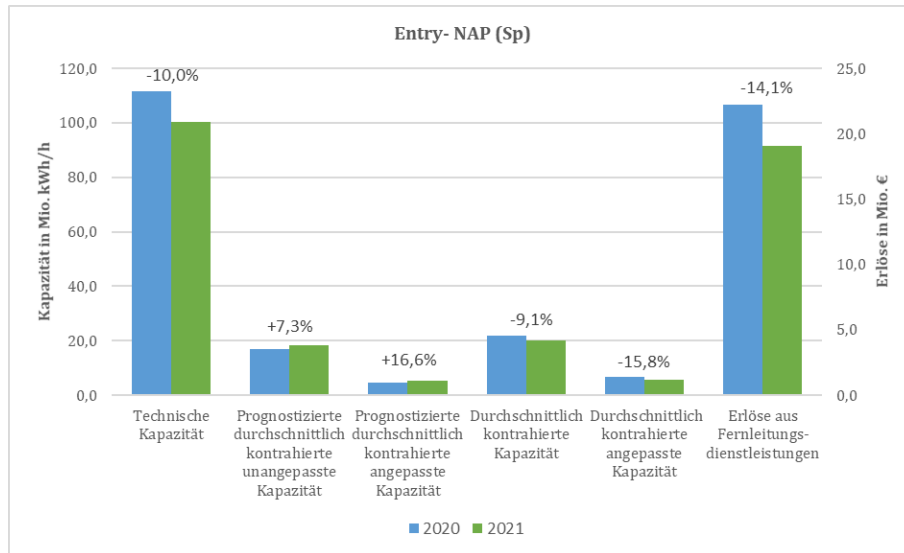


Abbildung 19: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Sp)

Bei den Exit-Punkten steigt die Technische Kapazität im Jahr 2021 auf 68,75 Mio. kWh/h an (+10,4%). Prozentual große Anstiege lassen sich auch bei der durchschnittlich kontrahierten Kapazität, der durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität und den Erlösen feststellen. Diese steigen um 46,5%, 41,0% und 43,4% an. Damit ergeben sich für das Jahr 2021 Erlöse in Höhe von 14,04 Mio. €.

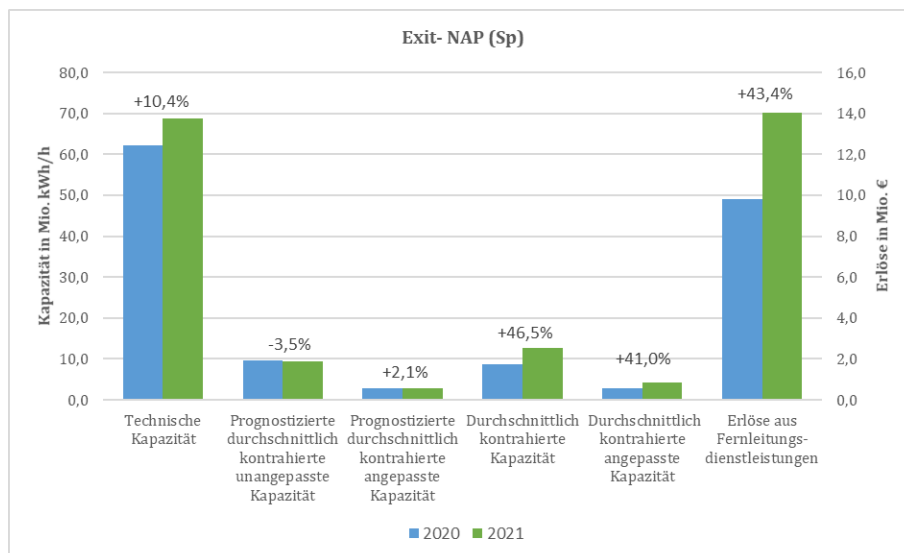


Abbildung 20: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Sp)

2.1.5. Interne Bestellungen

Alle betrachteten Größen befinden sich bei den Netzanschlusspunkten für interne Bestellungen in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Die Technische Kapazität geht leicht zurück und beträgt im Jahr 2021 132,91 Mio. kWh/h. Ein leichter Anstieg ist bei den Erlösen zu beobachten. Diese steigen um 9,53 Mio. € (+2,5%) auf 391,79 Mio. € im Jahr 2021 an.

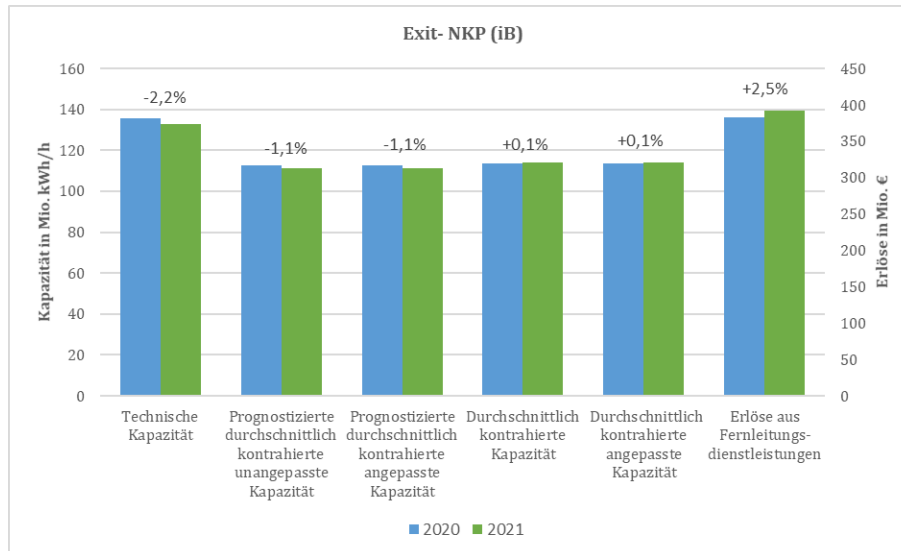


Abbildung 21: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (iB)

2.1.6. Letztverbraucher

Bei den Netzanschlusspunkten der Letztverbraucher sind im Betrachtungszeitraum die Kapazitäten alle leicht gesunken. Die Technische Kapazität blieb nahezu konstant. Ebenfalls zurückgegangen sind die Erlöse im Jahr 2021 (-2,3%) auf einen Wert von 67,32 Mio. €.

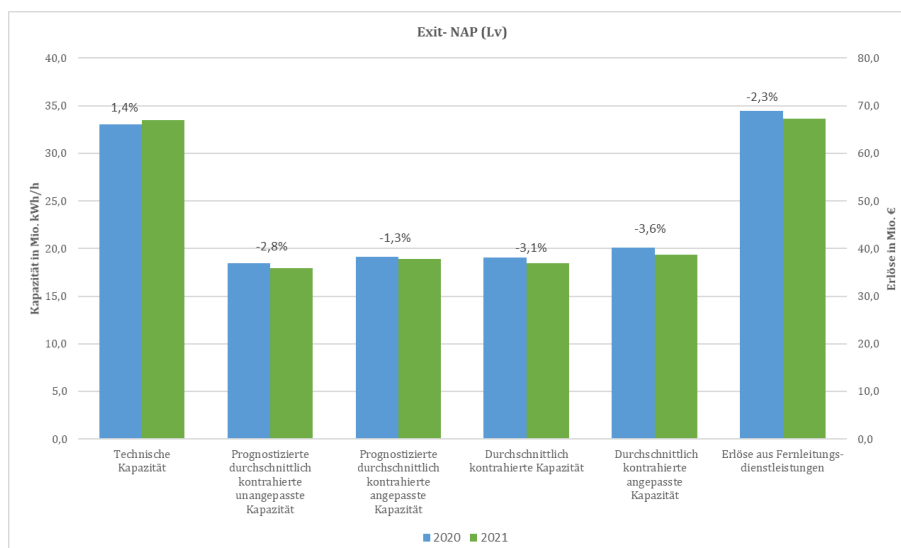


Abbildung 22: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Lv)

2.1.7. Biogas und Power-to-Gas

An den Netzanschlusspunkten für Biogas in der Engpasszone Nord sind für die Technische Kapazität und die tatsächlichen Kapazitäten ansteigende Tendenzen zu erkennen. Dabei steigt die Technische Kapazität um 5,5% und die tatsächlichen Kapazitäten jeweils um etwa 12,7% an. Für die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität zeigt sich ein leichter Rückgang von 2,3% bzw. 2,1%. Für die Netzanschlusspunkte Biogas und Power-to-Gas fallen gem. Tenorziffer 1 Satz 3 der Festlegung REGENT 2021 keine Erlöse an.

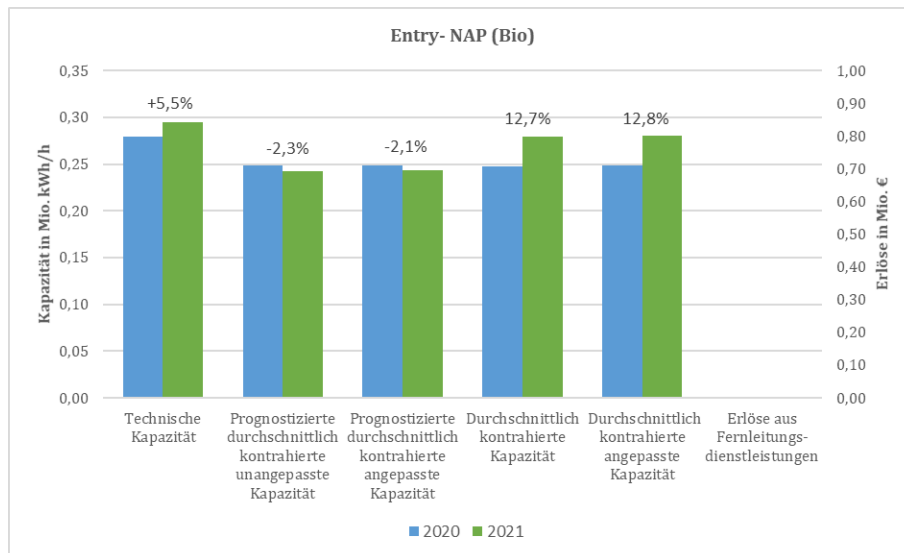


Abbildung 23: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Bio)

In der Engpasszone Nord sind sehr geringe Kapazitäten an Power-to-Gas-Anlagen zu verzeichnen (<3 Tsd. kWh/h). Allerdings steigen die prognostizierten und tatsächlichen Kapazitäten im Jahr 2021 allesamt um mehr als 150% im Vergleich zum Vorjahr an.

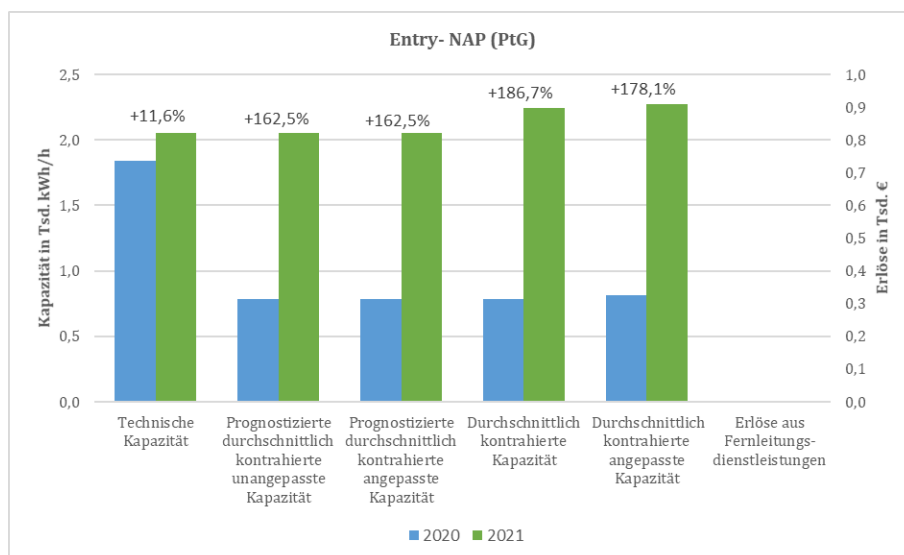


Abbildung 24: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (PtG)

Gemäß Tenorziffer 10b) Satz 7 der Festlegung REGENT 2021 sind 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 972.647 €

entgangen. Dies entspräche einem Anteil von 0,08% der Summe der tatsächlichen Erlöse aus Fernleitungsentgelten aller FNB in der Engpasszone Nord (ehemaliges Marktgebiet GASPOOL).

2.2. Engpasszone Süd (ehemals NetConnect Germany)

2.2.1. Grenzübergabepunkte

Dänemark

An den Entry-Punkten der Grenzübergabepunkte Dänemark in der Engpasszone Süd sind starke Anstiege zwischen 2020 und 2021 zu beobachten. Während die Technische Kapazität unverändert bei 0,17 Mio. kWh/h bleibt, steigen sowohl die prognostizierten Kapazitäten als auch die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten. Die fehlenden prognostizierten Kapazitäten im Jahr 2020 sind auf die Berücksichtigung von Wartungsmaßnahmen am Tyra-Gasfeld in Dänemark zurückzuführen. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen steigen bei geringen absoluten Zahlen um 205,8% im Vergleich zum Vorjahr an.

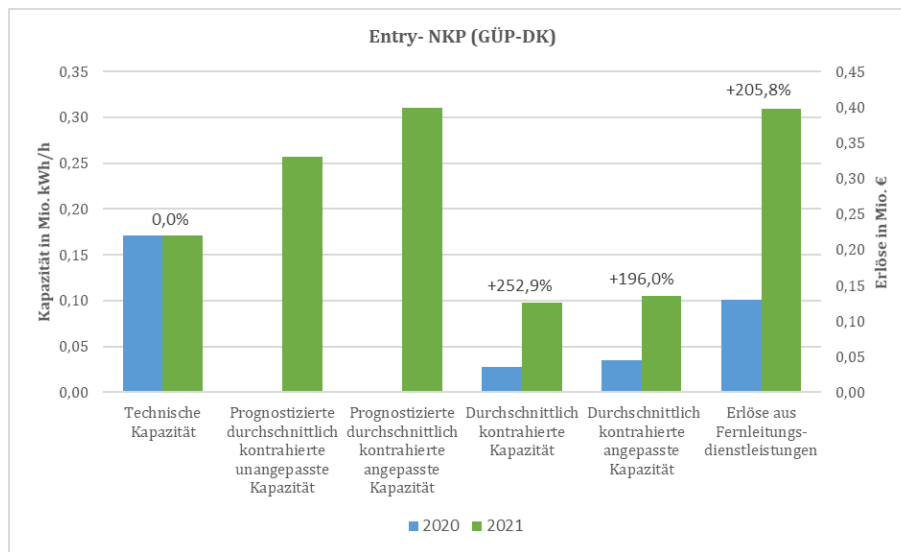


Abbildung 25: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-DK)

An den Exit-Punkten sind Veränderungen in beide Richtungen zu erkennen. Während auch hier die Technische Kapazität unverändert geblieben ist, sind sinkende Werte bei den prognostizierten Kapazitäten (prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität -36,0% und prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität -41,4%) im Vergleich zum Vorjahr festzustellen. Im Gegenzug dazu lassen sich bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen Zuwächse zwischen 12,0% und 15,5% im Berichtszeitraum feststellen. Damit steigt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität von 0,35 Mio. kWh/h auf 0,40 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 0,36 Mio. kWh/h auf 0,42 Mio. kWh/h. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind im Vergleich zum Vorjahr um 0,17 Mio. € auf 1,59 Mio. € gestiegen.

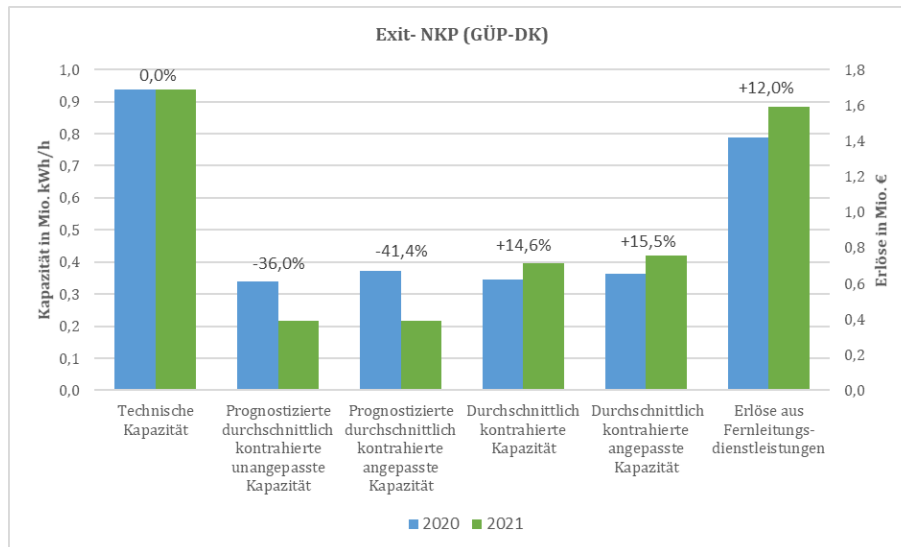


Abbildung 26: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-DK)

Tschechien

Für die Grenzübergabepunkte der tschechischen Grenze sind gegenläufige Entwicklungen zu erkennen. Bei den Entry- Punkten sind - mit Ausnahme einer konstanten Technischen Kapazität - Zuwächse bei den betrachteten Werten erkennbar, wobei auffällt, dass die prognostizierten Kapazitäten und durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten mit Zuwachsraten zwischen 4,7% und 10,1% deutlich stärker angestiegen sind als die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen mit 1,6%. Die Erlöse sind zwischen 2020 und 2021 um 2,26 Mio. € auf 139,41 Mio. € gestiegen.

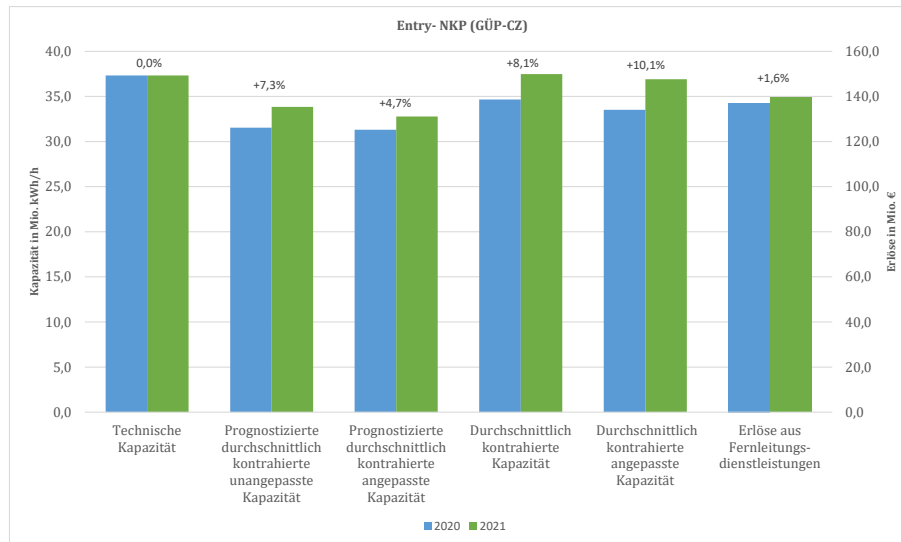


Abbildung 27: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CZ)

An den Exit-Punkten liegt keine Technische Kapazität vor. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität, durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität und Erlöse sind im Betrachtungszeitraum stark gefallen. Durchschnittlich kontrahierte Kapazität und durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sind von 0,85 Mio. kWh/h und 1,15 Mio. kWh/h im Vorjahr auf jeweils 0,2 Mio. kWh/h im Jahr 2021 zurückgegangen. Die Erlöse betragen nach einem Rückgang von 83,4 % noch 0,67 Mio. € im Jahr 2021.

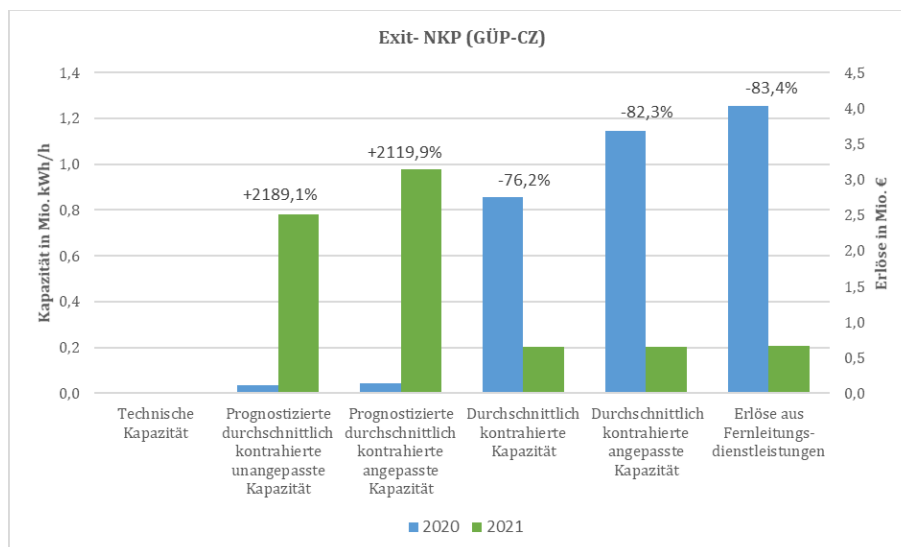


Abbildung 28: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CZ)

Österreich

An den Entry-Punkten zum österreichischen Ferngasnetz sind von 2020 auf 2021 in fast allen betrachteten Kategorien Zuwächse zu beobachten. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität ist mit einer Zuwachsrate von 103,4% (+1,28 Mio. kWh/h) am stärksten angestiegen. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind um 1,27 Mio. € auf 8,30 Mio. € im Jahr 2021 gestiegen.

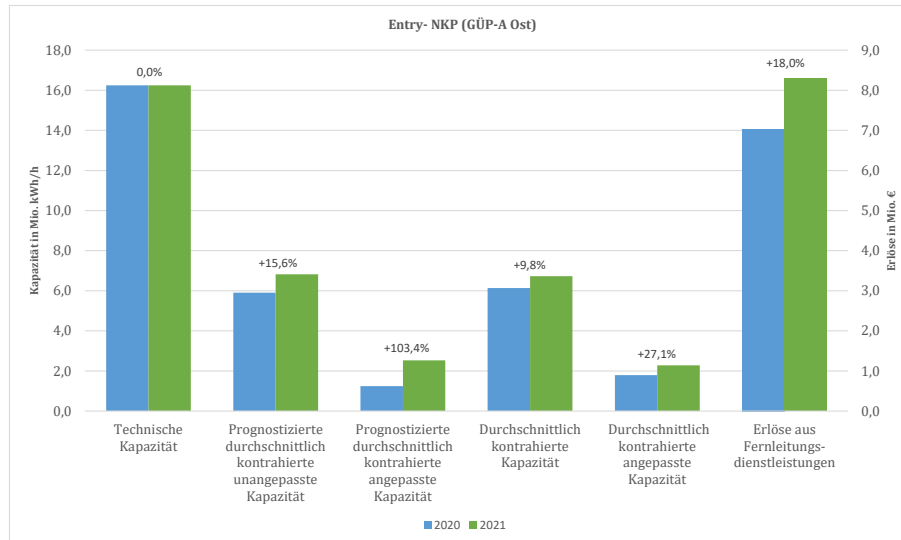


Abbildung 29: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-AT)

An den Exit-Punkten sind die Technische Kapazität und die prognostizierten Kapazitäten moderat gestiegen, während die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen mit Rückgängen zwischen 28,7% und 45,9% stark gesunken sind. Der größte Rückgang ist bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen festzustellen, welche im Vergleich zum Vorjahr um 22,62 Mio. € auf 26,66 Mio. € gesunken sind.

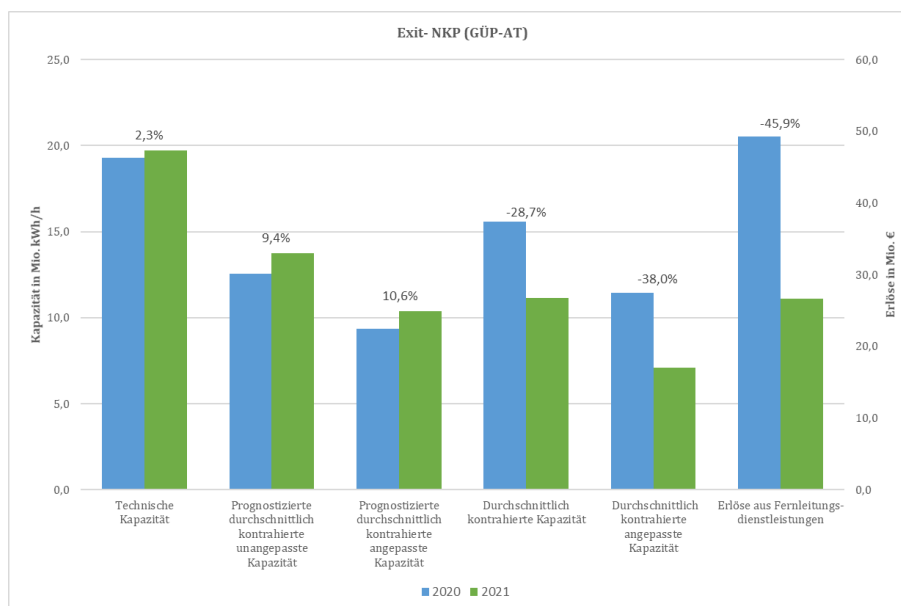


Abbildung 30: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-AT)

Schweiz

An den Grenzübergabepunkten der Schweizer Grenze sind bei den Entry- und Exit-Punkten gegenläufige Entwicklungen zu beobachten.

Am Entry sind – abgesehen von der unveränderten Technischen Kapazität – alle betrachteten Kapazitätsgrößen mit Zuwachsraten zwischen 60,5% (kontrahierte Kapazität) und 233,6% (prognostizierte Kapazität) stark angestiegen. Die Erlöse sind ebenfalls um 77,6% auf einen Wert von 2,66 Mio. € im Jahr 2021 angestiegen, auch wenn die tatsächlich kontrahierte Kapazität hinter der prognostizierten kontrahierten Kapazität zurückgeblieben ist.

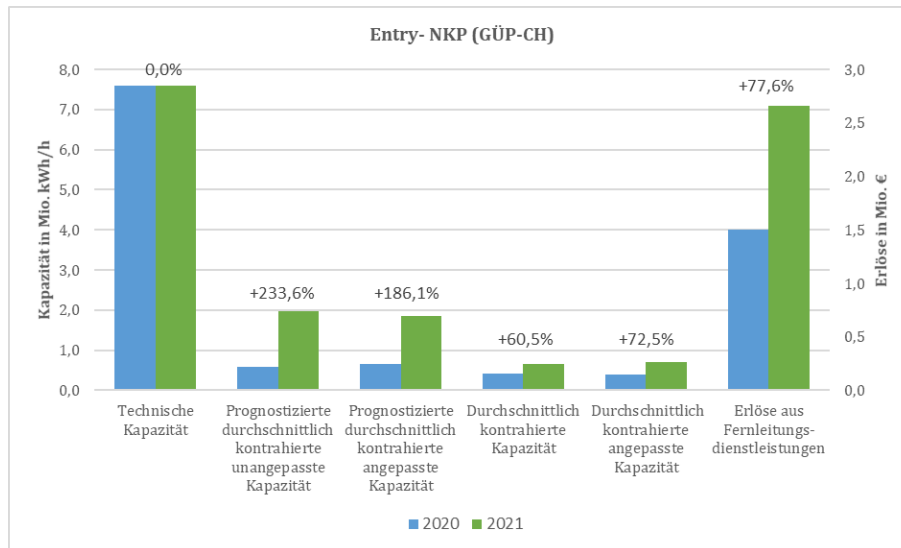


Abbildung 31: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CH)

Im gleichen Zeitraum sind alle betrachteten Kapazitätsgrößen am Exit zwischen 2,8% (prognostizierte Kapazität) und 28,9% (Erlöse) gesunken. Am Exit blieb die tatsächlich kontrahierte Kapazität damit hinter der prognostizierten kontrahierten Kapazität zurück.

In absoluten Zahlen betrachtet ist ersichtlich, dass trotz gegenläufiger Entwicklungstendenzen sowohl die Kapazitäten als auch die Erlöse am Exit um ein Vielfaches höher sind als am Entry. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen am Exit sind 2021 um 28,9% auf einen Wert von 35,60 Mio. € gesunken.

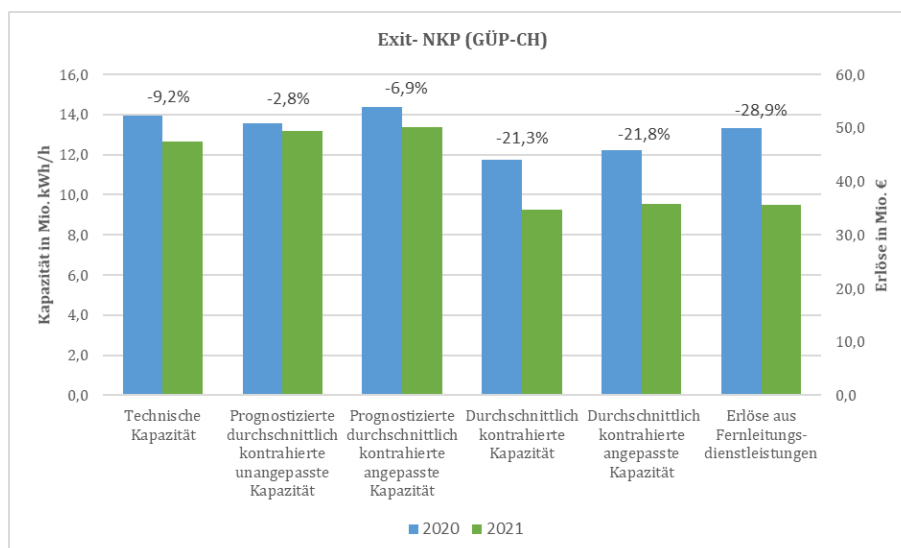


Abbildung 32: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CH)

Frankreich

An den Entry-Punkten mit Frankreich liegt keine Technische Kapazität vor. Für die übrigen Werte lassen sich starke prozentuale Zuwächse bei allerdings geringen Vorjahreswerten feststellen. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sind am stärksten gestiegen (409,3% und 381,8%). In absoluten Werten ausgedrückt ist die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität damit von 0,41 Mio. kWh/h auf 2,06 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 0,58 Mio. kWh/h auf 2,78 Mio. kWh/h gestiegen. Die Erlöse sind von 2,31 Mio. € auf 8,64 Mio. € im Jahr 2021 gewachsen.

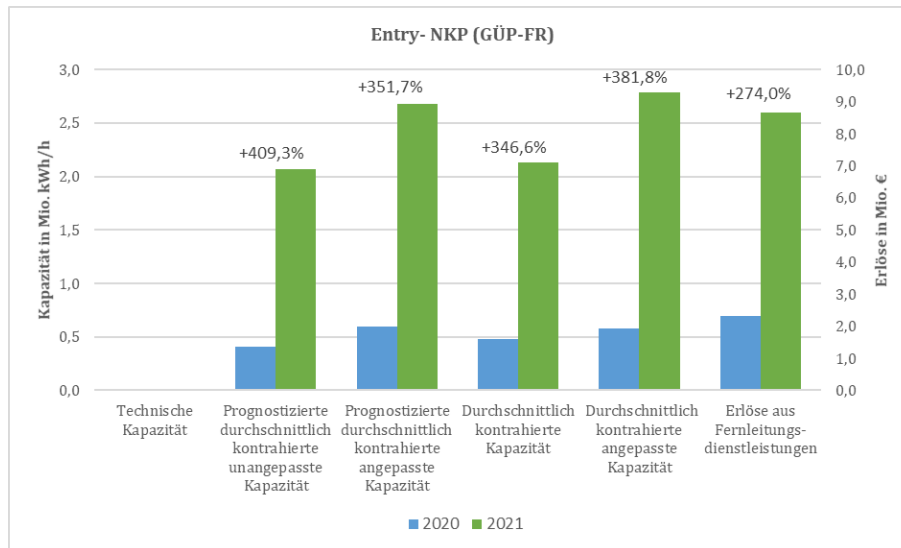


Abbildung 33: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-FR)

An den Exit-Punkten ergibt sich ein differenziertes Bild. Die Technische Kapazität und die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sind gestiegen, während die prognostizierten Kapazitäten und die Erlöse gesunken sind. Trotz des Rückgangs von 1,1% im Vergleich zum Vorjahr verbleiben die Erlöse aus Fernleistungsdienstleistungen bei 51,15 Mio. €.

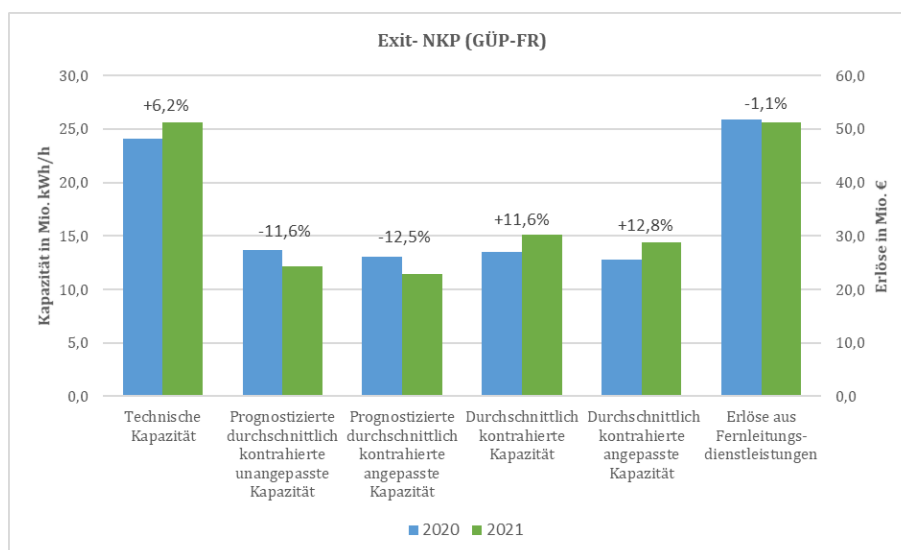


Abbildung 34: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-FR)

Luxemburg

An den Exit-Punkten an der luxemburgischen Grenze sind nur geringe Änderungen zum Vorjahr feststellbar. Die prognostizierten Kapazitäten sind um 17,5% (0,16 Mio. kWh/h) und 20,3% (0,17 Mio. kWh/h) gestiegen, während die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen um 7,2% auf 3,78 Mio. € gesunken sind.

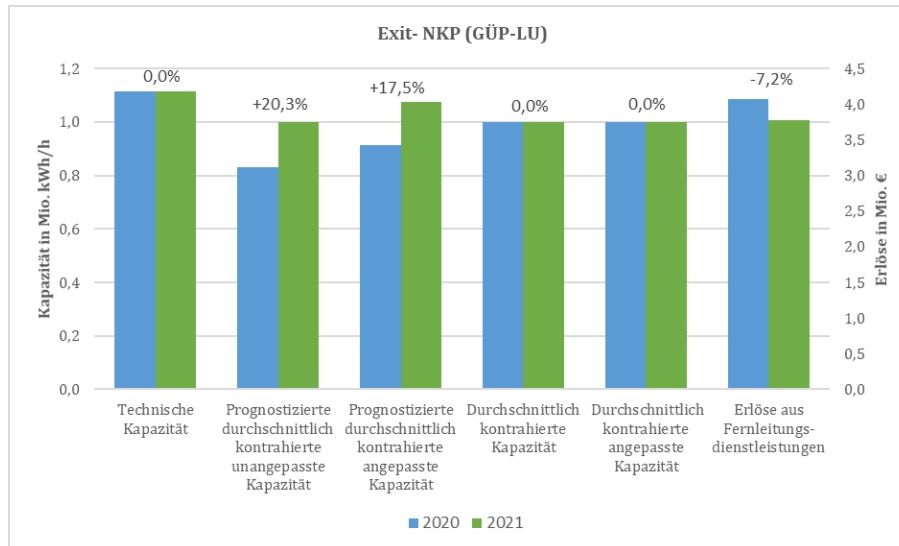


Abbildung 35: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-LU)

Belgien

Bei den Entry-Punkten Belgien ergibt sich ein differenziertes Bild. Während die Technische Kapazität und die prognostizierten Kapazitäten zwischen 7,7% und 26,9% gesunken sind, konnten die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten Zuwächse zwischen 31,1% und 44,4% verzeichnen. Der Zuwachs bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen beträgt 35,8%. Die Erlöse sind von 2020 auf 2021 um 2,29 Mio. € auf 8,69 Mio. € angestiegen.

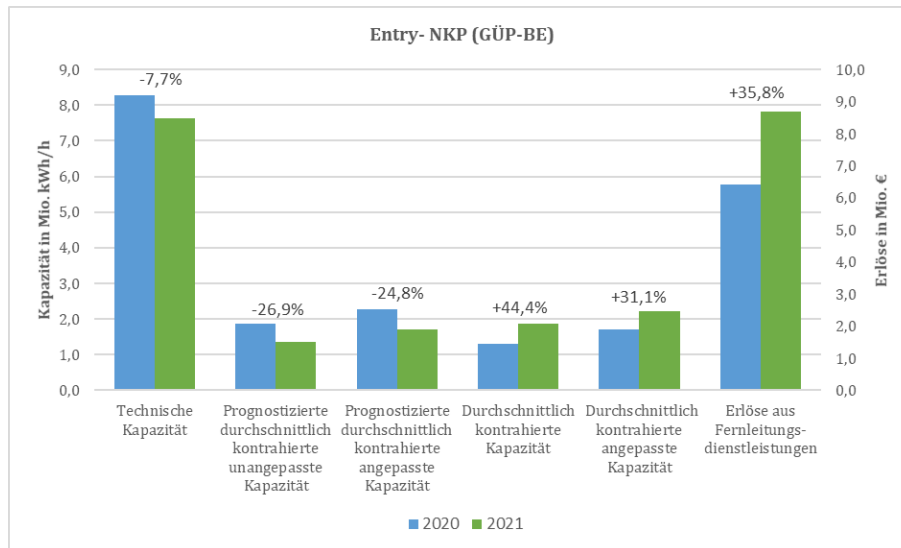


Abbildung 36: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-BE)

An den Exit-Punkten sind aufgrund der vergleichsweise niedrigen Vorjahreswerte große prozentuale Veränderungen feststellbar. Hervorzuheben ist der Anstieg bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen von 0,05 Mio. € im Jahr 2020 auf 4,92 Mio. € im Jahr 2021.

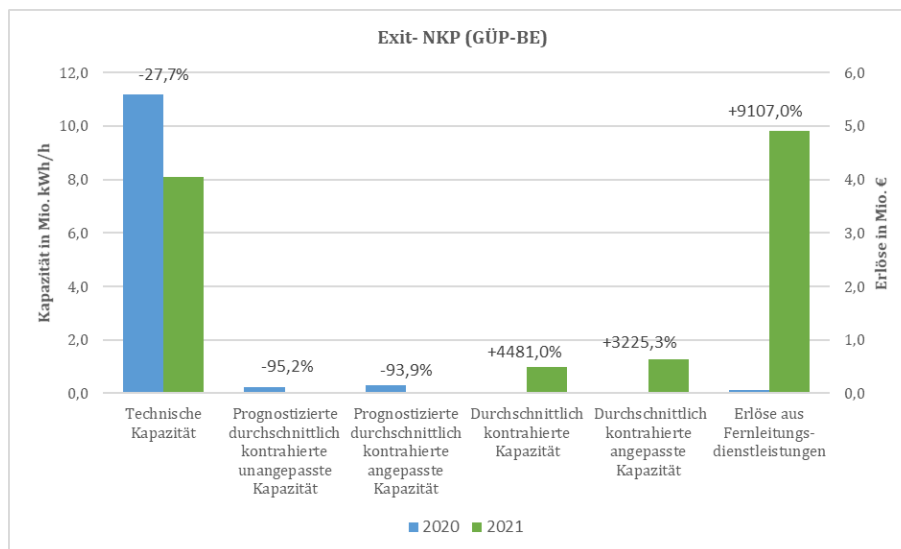


Abbildung 37: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-BE)

Niederlande H-Gas

Bei den Entwicklungen an den Entry- und Exit-Punkten für niederländisches H-Gas sind folgende Veränderungen erkennbar. Bei den Entry-Punkten steigen die prognostizierten Kapazitäten, während die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sinken. In absoluten Werten bedeutet das für Entry-Punkte, dass die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten im Jahr 2021 auf 3,2 Mio. kWh/h und die Erlöse auf 12,31 Mio. € gesunken sind.

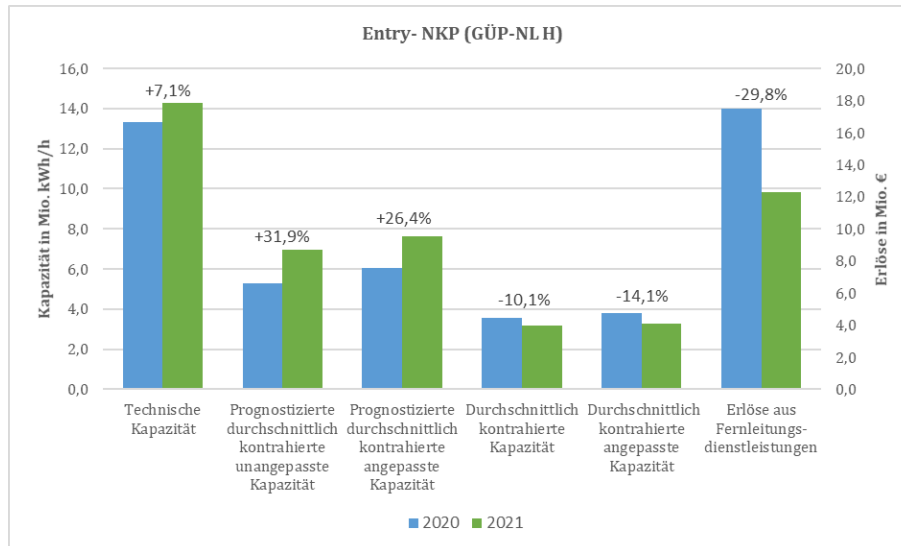


Abbildung 38: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL H-Gas)

Bei den Exit-Punkten sind die Kapazitäten im Jahr 2021 bei der durchschnittlich kontrahierten Kapazität von 4,98 Mio. kWh/h auf 2,96 Mio. kWh/h und bei der durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität von 4,89 Mio. kWh/h auf 2,60 Mio. kWh/h gesunken. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind im gleichen Zeitraum von 15,61 Mio. € auf 9,81 Mio. € gesunken.

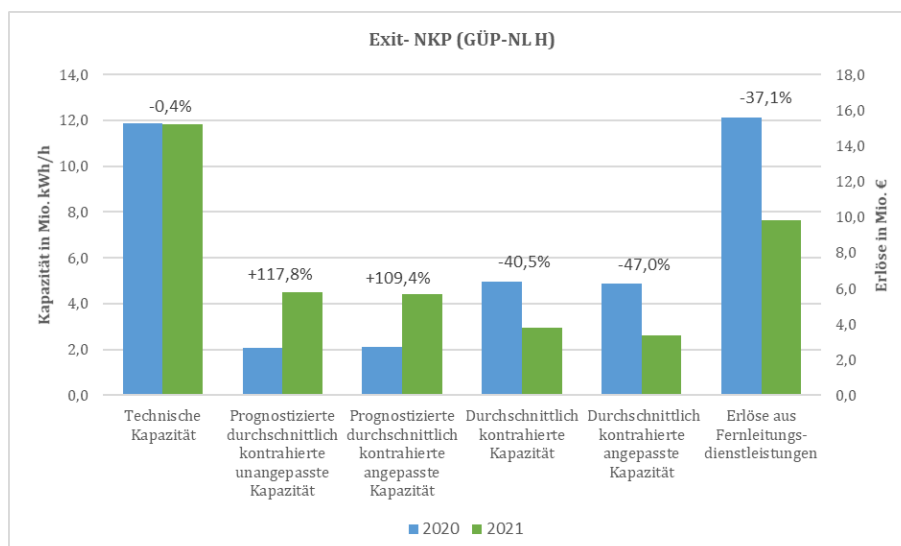


Abbildung 39: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL H-Gas)

Niederlande L-Gas

An den niederländischen L-Gas Entry-Punkten ist nur die Technische Kapazität im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Alle anderen Werte sind um mehr als 10% gesunken. Trotz zweistelliger Reduktionsraten zwischen 2020 und 2021 verbleiben die Kapazitäten im Jahr 2021 bei Werten von über 20 Mio. kWh/h. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind infolgedessen auf 84,62 Mio. € gesunken. Der Anstieg der Technischen Kapazität von 2020 auf 2021 ist auf Berechnungen in der Netzplanung zurückzuführen.

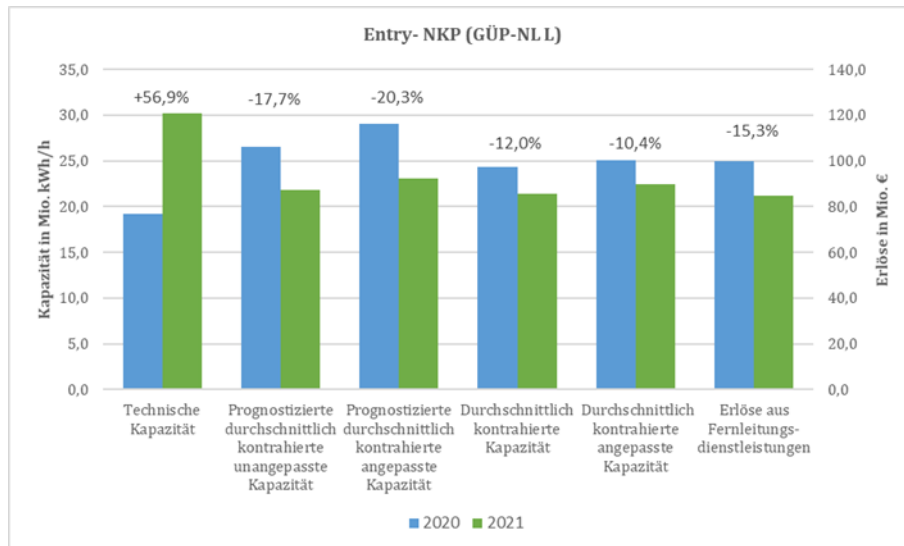


Abbildung 40: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL L-Gas)

Die Entwicklungen an den Exit-Punkten für niederländisches L-Gas vollziehen sich auf einem deutlich niedrigeren Niveau. An den Punkten besteht keine Technische Kapazität. Zusätzlich haben sich alle anderen Werte im Vergleich zum Vorjahr deutlich reduziert. Die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität beläuft sich im Jahr 2021 auf 0,05 Mio. kWh/h und die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auf 0,18 Mio. €.

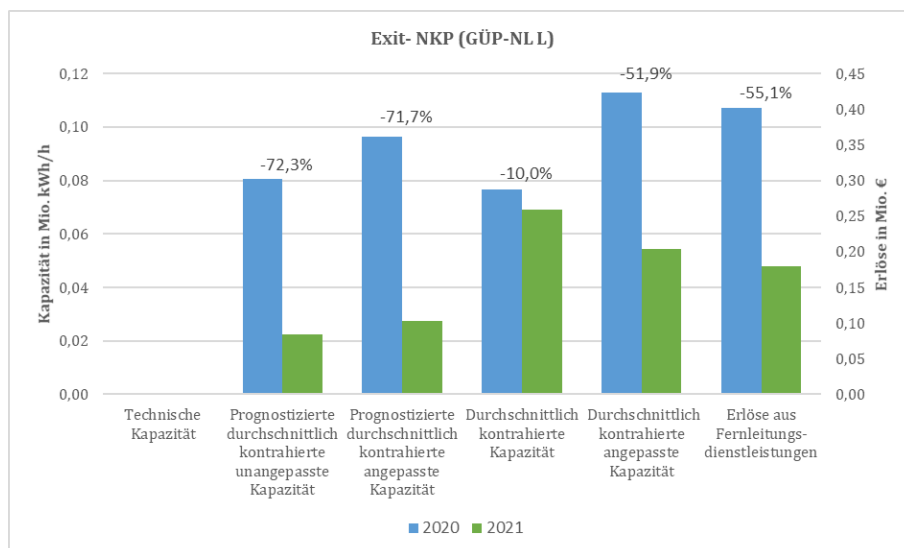


Abbildung 41: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL L-Gas)

Norwegen

Bei der Entwicklung der Entry-Punkte für Norwegen fällt vor allem der Rückgang bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen auf. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind um 26,98 Mio. € (-22,9%) auf 90,96 Mio. € gesunken und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität ist von 28,55 Mio. kWh/h auf 23,97 Mio. kWh/h gesunken. Die Technische Kapazität und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität hat sich nur geringfügig verändert und verbleibt auf einem ähnlichen Niveau.

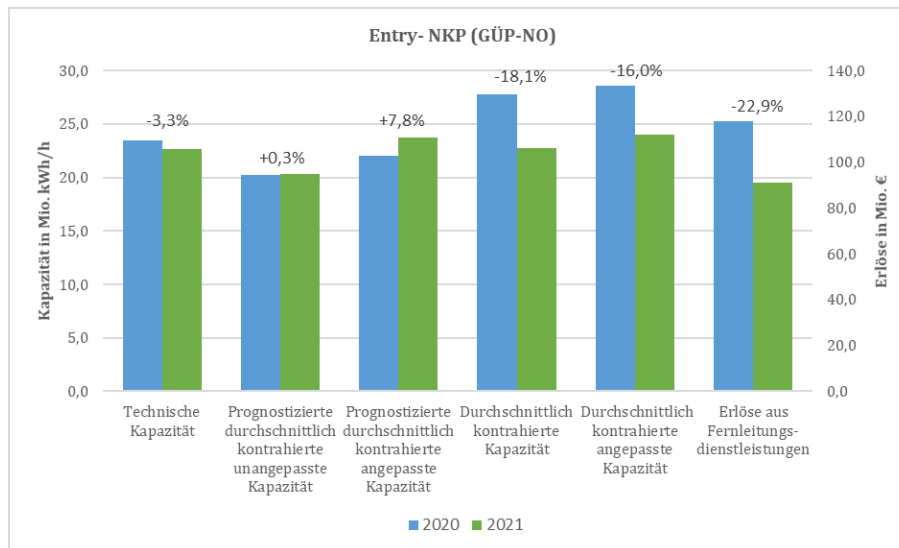


Abbildung 42: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NO)

An den Exit-Punkten liegen für Technische und tatsächliche Kapazitäten und Erlöse im Betrachtungszeitraum keine Werte vor, sodass eine nähere Darstellung entfällt.

2.2.2. Marktgebietsübergabepunkte

Analog zu Kapitel 2.1.2 ist anzumerken, dass durch die Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 lediglich drei Quartale bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten (angepasst und unangepasst) sowie bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen Berücksichtigung finden, während es sich bei den prognostizierten Kapazitäten um Jahresprognosen handelt.

An den Entry-Punkten der Marktgebietsübergabepunkte der Engpasszone Süd ist die Technische Kapazität im Vergleich zum Vorjahr um 1,30 Mio. kWh/h auf 29,00 Mio. kWh/h gesunken. Die prognostizierten Kapazitäten haben sich nur geringfügig verändert und verbleiben bei ca. 9 Mio. kWh/h. Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind zwischen 39,5% und 46,0% im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Die Erlöse sind von 33,60 Mio. € auf 18,19 Mio. € zurückgegangen.

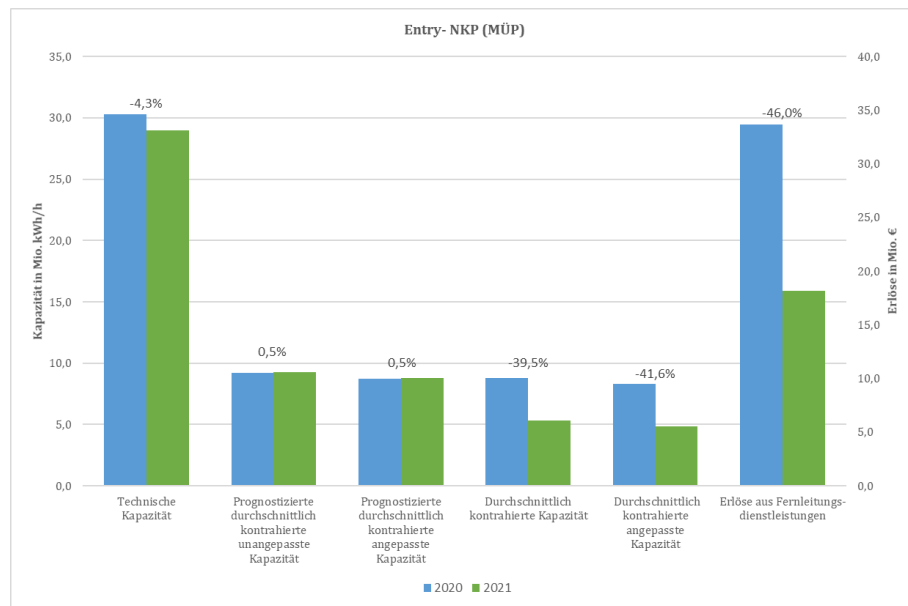


Abbildung 43: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (MÜP)

An den Exit- Punkten beträgt die Technische Kapazität unverändert 2,64 Mio. kWh/h. Die großen prozentualen Zuwächse bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen sind auf die geringen Vorjahreswerte zurückzuführen.

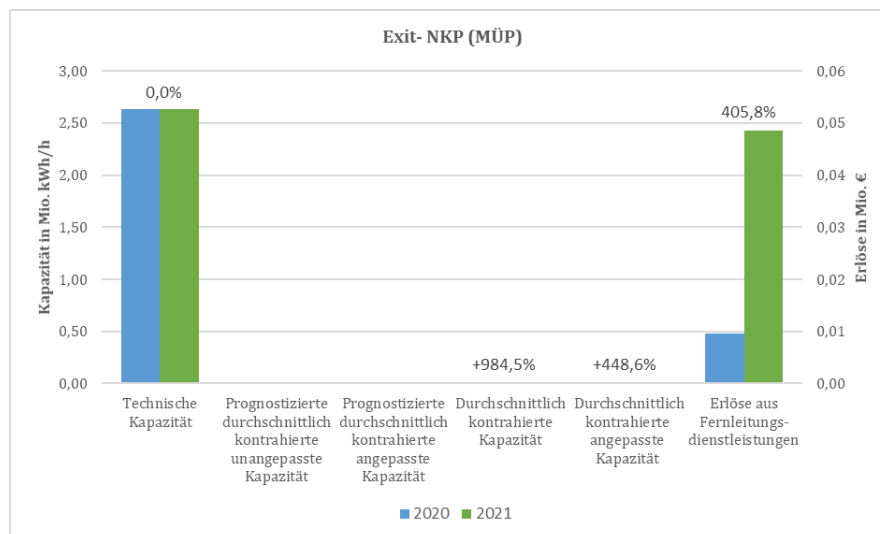


Abbildung 44: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (MÜP)

2.2.3. Erzeugung

An den Netzanschlusspunkten für Erzeugung bleibt die Technische Kapazität konstant bei 0,006 Mio. kWh/h. Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten und die Erlöse aus Fernleistungsdienstleistungen verringern sich zwischen 13,4% und 19,9%. Die Erlöse betragen im Jahr 2021 0,02 Mio. €.

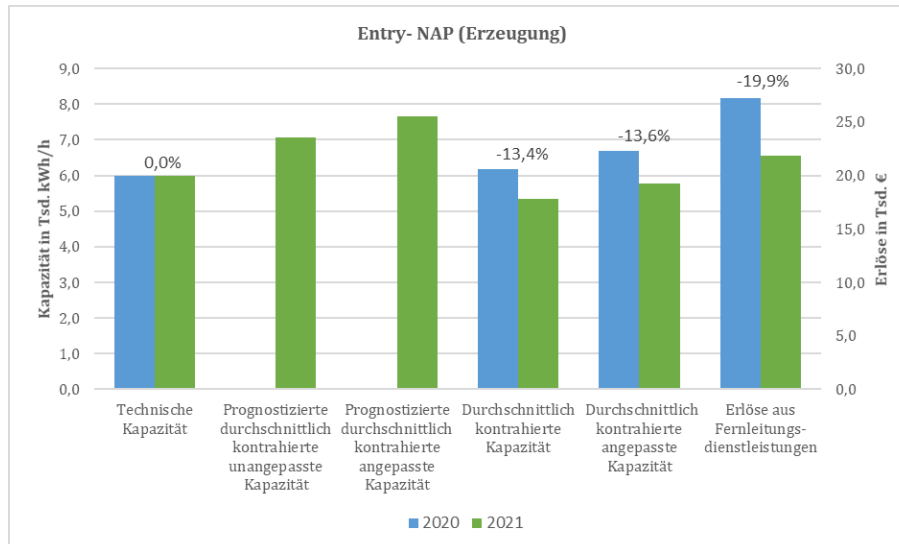


Abbildung 45: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Erzeugung)

2.2.4. Speicher

Bei den Speicher Entry-Punkten wachsen die Technische Kapazität leicht (5,6%), die durchschnittlich kontrahierte Kapazität sowie die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen mit Zuwachsraten zwischen 50,3% und 60,5% stark an. Der starke Zuwachs bei den Erlösen von 58,6% resultiert in Erlösen von 23,63 Mio. € im Jahr 2021.

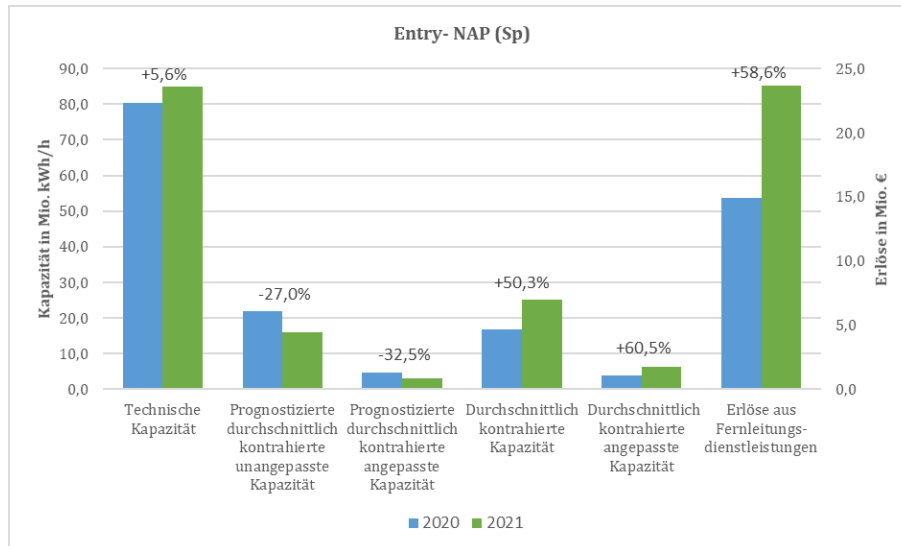


Abbildung 46: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Sp)

Bei den Exit-Punkten ist ein Wachstum bei allen Werten feststellbar. Während die Technische Kapazität nur geringfügig von 50,31 Mio. kWh/h auf 52,20 Mio. kWh/h gestiegen ist, ist das größte Wachstum bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen festzustellen. Die Erlöse sind von im Vergleich zum Vorjahr um 5,61 Mio. € auf 14,64 Mio. € gestiegen.

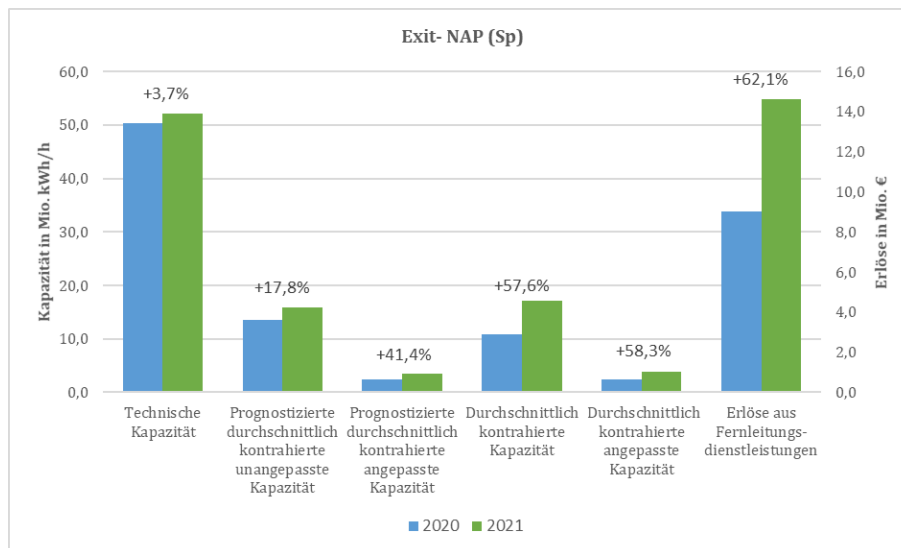


Abbildung 47: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Sp)

2.2.5. Interne Bestellungen

Es gab nur geringe Veränderungen an den Netzkopplungspunkten für interne Bestellungen. Während die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten mit 1,2% leicht gestiegen sind, sind alle anderen Werte leicht gesunken. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind um 38,00 Mio. € von 641,83 Mio. € im Vorjahr auf 603,83 Mio. € im Jahr 2021 gesunken.

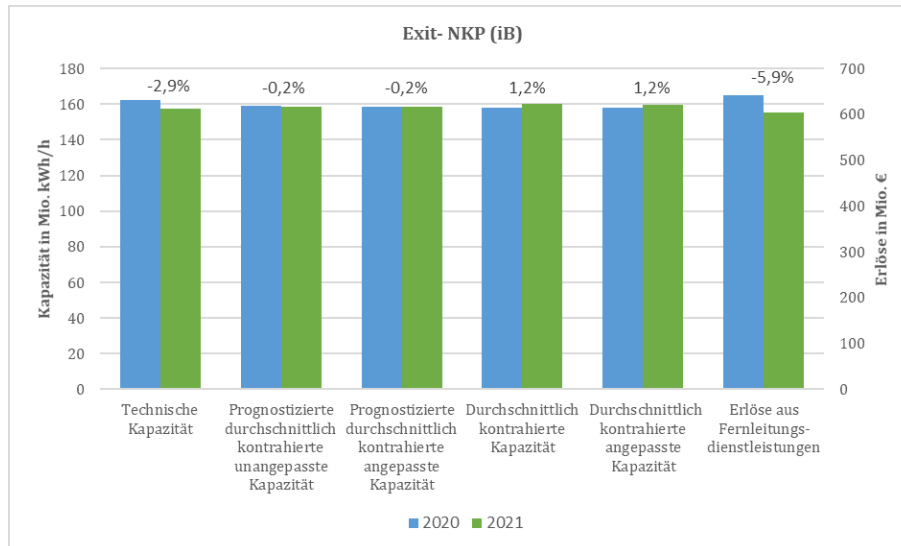


Abbildung 48: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-iB)

2.2.6. Letztverbraucher

Für die Netzanschlusspunkte der Letztverbraucher ist nur eine Erhöhung der Technische Kapazität um 8,0% zu beobachten. Alle anderen Werte haben sich im Vergleich zum Vorjahr reduziert. Der größte Rückgang von 8,1% ist bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen feststellbar. Diese haben im Vergleich zum Vorjahr um 6,15 Mio. € auf 69,37 Mio. € abgenommen.

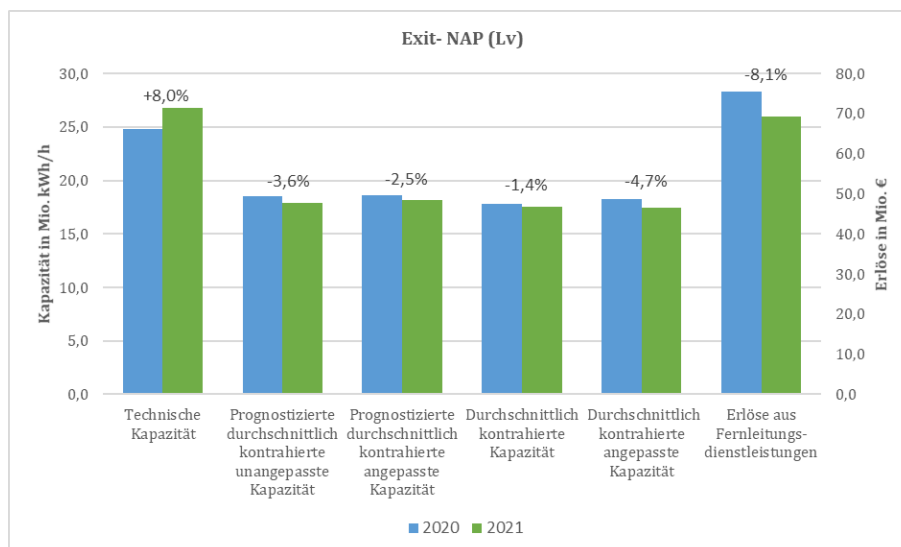


Abbildung 49: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Lv)

2.2.7. Biogas und Power-to-Gas

Im Betrachtungszeitraum gibt es keine Einspeisungen aus Power-to-Gas-Anlagen.

Mit Ausnahme des kleinen Zuwachses von 3,9% bei der durchschnittlich kontrahierten Kapazität sind alle anderen Werte im Vergleich zum Vorjahr bei den Biogas-Netzanschlusspunkten gesunken. Insgesamt kann festgestellt werden, dass sich die Kapazitäten von 2021 auf einem niedrigen Niveau zwischen 0,02 Mio. kWh/h und 0,03 Mio. kWh/h befinden. Für die Netzanschlusspunkte Biogas fallen gem. Tenorziffer 1 Satz 3 der Festlegung REGENT 2021 keine Erlöse an.

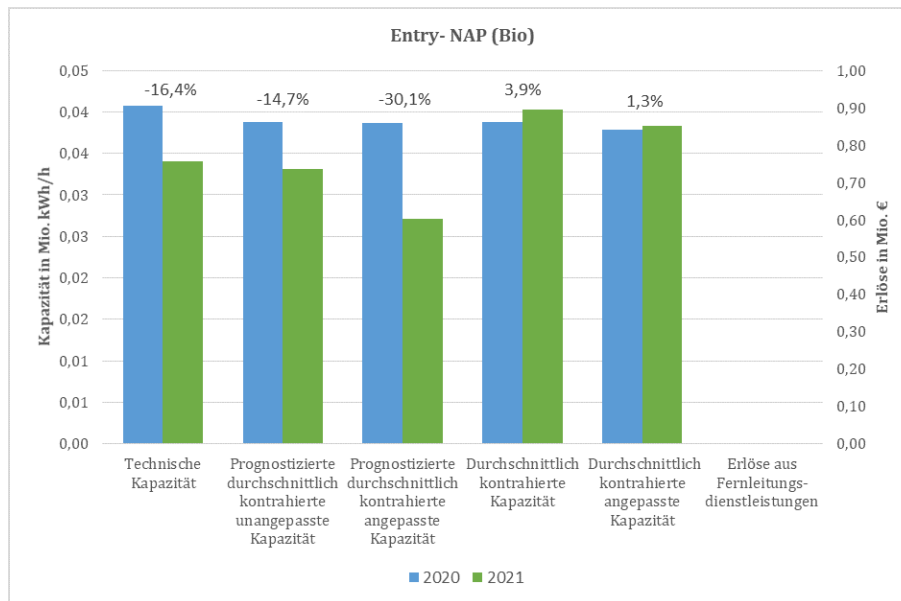


Abbildung 50: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Bio)

Gemäß Tenorziffer 10b) Satz 7 der Festlegung REGENT 2021 sind 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 144.870 € entgangen. Dies entspräche einem Anteil von 0,01% der Summe der tatsächlichen Erlöse aus Fernleitungsentgelten aller FNB in der Engpasszone Süd (ehemaliges Marktgebiet NetConnect Germany).