

Langfristige Planung 2018

für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2019 – 2028



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden aus Vertraulichkeitsgründen
mit schwarzen Balken überdeckt bzw. unleserlich gemacht

Foto Titelseite: Vorbereiteter Rohrstrang bereit zum Einzug mittels Horizontalspühlbohrverfahren
LFP Projekt: 2014/01 Leitungssegment Velm – Mannersdorf und
Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf
Abdruck mit freundlicher Genehmigung der Netz Niederösterreich GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2	12.11.2018	Ausgabe für die Einreichung bei E-Control Austria
1	16.10.2018	Ausgabe für die Konsultation des VGM

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
1.1	Ziel der Langfristigen Planung.....	3
1.2	Vorgehen.....	3
2	Planungsrahmen für die LFP 2018	5
2.1	Energiepolitik	5
2.1.1	Energiepolitische Rahmenbedingungen in der Europäischen Union	5
2.1.2	Mission 2030.....	8
2.1.3	„Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie“ des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	9
2.1.4	Sektorkopplung.....	9
2.1.5	Initiative Greening the Gas	9
2.1.6	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	10
2.2	Rahmenbedingungen und Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen	10
2.2.1	Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).....	10
2.2.2	Projects of Common Interest (PCI)	11
2.2.3	Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2018 (Entwurf), Österreich	13
2.2.4	Der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas), Deutschland	15
2.2.5	Russland.....	16
2.2.6	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	19
2.3	Datenmodell der Langfristigen Planung 2018	20
2.3.1	Absatzmodell	20
2.3.2	Entry- Exit Punkte im Verteilernetz	34
2.4	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2017	40
2.5	Leitungsnetz Stand 5/2018	43
2.6	Infrastrukturstandard	44
3	Kapazitätssituation im Planungsnullfall.....	48
3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2019	48
3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2020 bis 2028	49
3.3	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher.....	50
4	Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite	51
4.1	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass - Projekt – Projektbegründung.....	51
4.2	Kapazitätserweiterungsanträge.....	51
4.3	Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	52
4.4	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg.....	55
4.5	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol.....	56

4.6	Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost	57
4.7	Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	62
4.8	Ersatzinvestition Leitung G00 006	65
4.9	Ersatzinvestition Leitung G00 011	66
4.10	Ersatzinvestition G00 003 und G00 020.....	67
4.11	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	70
4.12	Versorgungssicherheit Salzburg.....	70
4.13	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	70
4.14	Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung	71
4.15	Versorgung Raum Schärding.....	72
4.16	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	73
4.17	Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall	73
4.17.1	Einleitung.....	73
4.17.2	Folgen für das Verteilergebiet	73
4.17.3	Notwendige Aktivitäten in der Station Baumgarten (im Verteilergebiet)	75
5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2018	78
5.1	Weiterführung von genehmigten Projekten.....	78
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgestellte Projekte und neue Projekte	79
5.3	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2018.....	80
5.4	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2018	81
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2019	82
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2018	85
8	Zusammenfassung	86
8.1	Daten– und Prognosegrundlage	86
8.2	Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen	86

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2018

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2018
- ▶ Anhang 2: Simulationsparameter Kapazitätsausweis
- ▶ Anhang 3: Leitungsplan Ebene 1 Anlagen
- ▶ Anhang 4: Daten Netzkoppelungspunkte [BGG]
- ▶ Anhang 5: Stellungnahmen zur Konsultation

1 Einleitung

Die im Bericht enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind durch *kursive Schrift* und den Hinweis [BGG] gekennzeichnet.

1.1 Ziel der Langfristigen Planung

Gemäß der seit 21.11.2011 geltenden Rechtslage hat die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) nach § 18 Abs. 1 Z 11 i.V.m. § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung für das Verteilergebiet gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG zu erstellen. Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 GWG 2011 hinsichtlich

- ▶ der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- ▶ der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- ▶ sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen, sowie
- ▶ die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
- ▶ den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen sowie
- ▶ die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen.

Dabei haben alle im GWG genannten Marktteilnehmer an der Erstellung der Langfristigen Planung durch Zur-Verfügung-Stellung von Daten auf Verlangen der AGGM mitzuwirken.

Bei der Absatzprognose und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 22 GWG 2011 von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen aktiven sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen. Basis für die Maßnahmenplanung sind die Prognosen der Verteilernetzunternehmen sowie die gem. §33 (2) GWG 2011 eingebrachten Anträge auf Kapazitätserweiterung.

1.2 Vorgehen

Die LFP 2018 wurde von der AGGM mit Unterstützung der Marktteilnehmer erstellt, wobei die Planungsgrundlagen und die Ergebnisse mit den Netzbetreibern abgestimmt wurden.

Das Ergebnis der Langfristigen Planung wurde am 16.10.2018 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Im Zeitraum vom 17.10.2018 bis 09.11.2018 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2018, Ausgabe 1 vom 16.10.2018, von der AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation gestellt. Die Konsultationsbeiträge der Marktteilnehmer wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht.

In der vorliegenden Einreichversion der Langfristigen Planung 2018, Ausgabe 2 vom 12.11.2018 werden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und in Kapitel 8 gewürdigt. Die Stellungnahmen sind dem Bericht in Anhang 5 angefügt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2018 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastuktur wird die maximale Stundenbelastung eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER / NB_Max). Auf dieser Basis wurden die bis zum 30.6.2018 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2018 wird die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien erstellt. Das Baseline Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU Energieeffizienz Richtlinie.

2 Planungsrahmen für die LFP 2018

2.1 Energiepolitik

2.1.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen in der Europäischen Union

2.1.1.1 Grundlagen der europäischen Energiepolitik

Mit dem am 13. Dezember 2007 unterzeichneten und am 1. Dezember 2009 in Kraft getretenen Vertrag von Lissabon erhielt die Energiepolitik der Europäischen Union erstmals eine eigenständige Rechtsgrundlage im Primärrecht. Zuvor konnte die Union lediglich über die Bestimmungen zum Europäischen Binnenmarkt sowie die gemeinsame Umweltpolitik in die Energiemärkte eingreifen. Der Vertrag von Lissabon schuf nun die Möglichkeit, auch die energiepolitischen Ziele der Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung explizit zu verfolgen. Gleichsam wurde im Jahr 2007 von der Europäischen Kommission eine überarbeitete Energiestrategie vorgelegt, die vor allem beim Klimaschutz und im Bereich Erneuerbare Energien Ziele festlegte und Maßnahmenbündel vorschlug. Diese Strategie ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, langfristig drei Ziele zugleich erreichen zu wollen: Die Bekämpfung des Klimawandels, die durch die hohe Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen entstehende externe Verwundbarkeit dämpfen und mittels einer wettbewerbsfähigen Energieversorgung Wachstum und Beschäftigung fördern. Die Staats- und Regierungschefs billigten den Vorschlag weitgehend und verabschiedeten kurz darauf einen energiepolitischen Aktionsplan, dem erste konkrete Gesetzesvorschläge der Europäischen Kommission folgten. Letztere legte im Jahr 2010 eine Fortschreibung des Energieaktionsplans, gültig für den Zeitraum 2011-2020, sowie den Entwurf einer erweiterten Energiestrategie mit langfristigen Zielen für 2050 vor. Schwerpunkte bildeten hierbei die Themen Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Verbraucherschutz, Forschung und Entwicklung sowie die Energieaußenbeziehungen der EU.

2.1.1.2 Energieaußenpolitik

Auf Basis der Hauptziele ihrer Energiepolitik vertritt die Europäische Union das Interesse der Sicherstellung ihrer Energieversorgung zu vertretbaren Preisen auch nach außen. Es besteht die Gefahr, dass einer steigenden Importabhängigkeit nur unzureichende Liefermengen bei Erdöl, Erdgas und Uran gegenüberstehen. Weiter besteht ein erheblicher Bedarf an Investitionen in die Energieinfrastruktur, unter anderem auch deshalb, da sich im Krisenfall die EU-Mitgliedstaaten gegenseitig unterstützen sollen. Daher richtet sich eine auf die Energieversorgungssicherheit bezogene Politik zum einen auf das Verhältnis der Europäischen Union zu Lieferländern besagter Energieträger, ist also auch als Grundlage der Energieaußenpolitik zu verstehen, zum anderen auf das Verhältnis zwischen der Union selbst und ihren Mitgliedstaaten sowie den europäischen Energieversorgungsunternehmen.

Die europäische Energieaußenpolitik umfasst alle Maßnahmen, die nicht die Energiebeziehungen innerhalb der Union regeln, sondern die Beziehungen zu Akteuren jenseits der Unionsgrenzen strukturieren. Da für die internationalen Energiemärkte kein umfassender und verbindlicher Rechtsrahmen existiert, bleibt der direkte Handlungsspielraum der Europäischen Union nach außen auf unverbindliche Energiedialoge mit den Lieferländern der genannten Energieträger beschränkt. Eine besondere Rolle kommt dem Energieträger Erdgas zu, da hier zusätzlich eine Abhängigkeit von Transitländern mit unterschiedlichsten politischen Systemen und Interessen besteht. Die grundsätzlich auf Versorgungssicherheit fokussierte außenpolitische Dimension ist jedoch nicht nur darauf reduziert. Auch Maßnahmen wie der

Export des Rechtsrahmens des europäischen Energiebinnenmarktes, der beispielsweise in allen Mitgliedsländern der Energiegemeinschaft (Energy Community) zur Anwendung gelangt, sind Teil der Energieaußenpolitik der Europäischen Union. Schließlich sollen die Diversifizierung von Rohstoffquellen und Transportrouten gemeinsam mit einer Intensivierung der Energiedialoge die strategische Position stärken und den eingeschränkten Handlungsspielraum nach außen hin vergrößern.

2.1.1.3 Das Dritte Energiepaket der EU

Die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes der Mitgliedstaaten der Europäischen Union stand und steht seit Jahren im Zentrum ihrer Energiepolitik. Dabei sollen die Grundprinzipien des Europäischen Binnenmarktes auch auf den Bereich Energie ausgedehnt werden, was gerade für leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und Elektrizität besondere Regularien zu seiner erfolgreichen Implementierung erfordert. Als zentraler Begriff ist hier der des natürlichen Monopols zu nennen, unter dem Strom- und Erdgasnetze subsumiert werden. Beginnend mit den frühen 1990er Jahren versuchten verschiedenste Institutionen der Europäischen Union, dem Ziel des Energiebinnenmarktes näher zu kommen.

Die 2005 durchgeführte Untersuchung des Energiesektors (Energy Sector Inquiry) durch die Generaldirektion Wettbewerb (DG COMP) machte deutlich, dass unter den damals gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen die Ziele der in den 1990er Jahren begonnenen Liberalisierung und Öffnung der Energiemärkte der europäischen Union nicht erreicht werden konnten. Mit der Verabschiedung eines fünf Dokumente umfassenden, als Drittes Energiepaket der EU bekannt gewordenen Regelwerks im europäischen Parlament und seinem Inkrafttreten am 3. September 2009 wurden die notwendigen Anpassungen umgesetzt und die Basis für einen auf Wettbewerb und Transparenz beruhenden europäischen Energiebinnenmarkt geschaffen.

Direkt auf die Entwicklung der Erdgasmärkte beziehen sich die *Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt* sowie die *Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen*, indirekt die *Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden* (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, kurz ACER), welche sowohl Erdgas- als auch Elektrizitätsmärkte betrifft. Unter anderem ist in der Verordnung (EG) 715/2009 zur „optimalen Verwaltung des Erdgasfernleitungsnetzes in der Gemeinschaft“ die Gründung des Verbundes der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) vorgesehen, der in der späteren Betrachtung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans eine Rolle spielen wird. Im Gegensatz zu Verordnungen, deren Bestimmungen unmittelbar auf sämtliche Subjekte in der europäischen Union anzuwenden sind, bedürfen Richtlinien der Implementierung ihrer Bestimmungen im nationalen Rechtsrahmen der Mitgliedstaaten. Diesem mit wenigen Ausnahmen bis zum 3. März 2011 abzuschließenden Prozess wurde in Österreich mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 und den in der Folge erlassenen Verordnungen, von denen hier die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 exemplarisch genannt sei, genüge getan. In besagter Richtlinie 2009/73/EG ist die Ausarbeitung von zehnjährigen Netzentwicklungsplänen durch die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen, die sich schließlich die Netze in Österreich und Deutschland betreffend im Koordinierten Netzentwicklungsplan bzw. im Netzentwicklungsplan Gas wiederfinden.

Als Ergänzung des Dritten Energiepakets erstellt ENTSOG basierend auf den im Auftrag der Europäischen Kommission von ACER ausgearbeiteten zwölf Rahmenleitlinien (Framework

Guidelines) zwölf Netzkodizes (Network Codes), die zu einer weiteren Harmonisierung der Bedingungen für grenzüberschreitende Erdgastransporte und einer fortgesetzten Marktintegration beitragen werden. Bisher wurden vier der zwölf Netzkodizes von der Europäischen Kommission angenommen:

- *Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (CAM NC),*
- *Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (Balancing NC),*
- *Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch (Interoperability NC),*
- *Netzkodes zu harmonisierten Übertragungstarifen (TAR NC).*

Es ist davon auszugehen, dass die primär auf Fernleitungsebene wirksamen Netzkodizes zukünftig auch Auswirkungen auf das Verteilergebiet haben werden.

2.1.1.4 Die Energieunion

Der Begriff der Energieunion wurde 2014 vom damaligen polnischen Ministerpräsidenten Donald Tusk geprägt und bezieht sich im Wesentlichen auf Projekte zur verstärkten Vergemeinschaftung des Energiesektors. Auslöser war die Sorge um die Sicherheit der europäischen Energieversorgung, unter anderem vor dem Hintergrund der russisch-ukrainischen Krise, wobei die Energieunion einen Beitrag zur besseren Kontrolle der systemischen Risiken auf europäischer Ebene leisten sollte. Die Europäische Kommission unter Jean-Claude Juncker hat den polnischen Vorschlag rasch als Möglichkeit zu einer umfassenden Neuausrichtung der europäischen Energiepolitik begriffen und wertete die nunmehr auf Grund ihrer ambitionierten Klimaschutzziele auch als Klima- und Energieunion bezeichnete Energieunion rasch als politisch prioritäres Projekt auf europäischer Ebene. Die in den Politischen Leitlinien für die nächste Europäische Kommission vom 15. Juli 2014 vorgesehene Schaffung der Energieunion hat durch die bereits im Jahr 2014 getroffenen Vereinbarungen zum Klima- und Energiepolitikrahmen bis 2030 sowie zur Europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit ein festes Fundament erhalten. Nachdem sich zunächst 2015 der Europäische Rat mit der Schaffung einer Energieunion auseinandergesetzt hatte, stand diese bereits für die Slowakische EU-Ratspräsidentschaft 2016 als Priorität auf der Agenda. Im zweiten Report zum Status der Energieunion bezeichnet die Europäische Kommission das Jahr 2016 als „year of delivery“ und verweist auf den 2016 intensiv fortgesetzten Prozess, die Visionen der Energieunion in konkrete gesetzgeberische und nicht gesetzgeberische Initiativen zu überführen.

Das grundlegende Ziel der Energieunion war und ist eine über die Senkung des Energieverbrauchs und die Förderung von Innovation nachhaltige, durch die Bündelung von Ressourcen, die Verbindung von Netzen und die Diversifizierung von Energiequellen sichere und über einen verstärkten Wettbewerb erschwingliche Energieversorgung aller Bürger der Europäischen Union. Schließlich soll das Projekt Energieunion zu einer nachhaltigen, kohlenstoffarmen und umweltfreundlichen Wirtschaft führen. Erreicht werden soll dies durch fünf sich gegenseitig verstärkende und eng miteinander verknüpfte Maßnahmen bzw. Strategien bzw. Schwerpunkte in den Bereichen Versorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Klimaschutz bzw. Emissionsminderung sowie Forschung & Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Insgesamt werden sämtliche Prozesse zur Implementierung der Vorgaben der Energieunion unter anderem auch großräumige Verschiebungen der

Erdgasströme in der Europäischen Union nach sich ziehen und daher voraussichtlich bedeutende Auswirkungen auf die Infrastruktur der Zukunft haben.

2.1.2 Mission 2030

Die im Oktober 2017 gewählte neue österreichische Bundesregierung sieht in einer starken Klima- und Energiestrategie einen ihrer Eckpfeiler für die laufende Legislaturperiode. Unter dem Titel „Mission 2030“ werden die europäischen Vorgaben, die Vorgaben aus dem Pariser Klimavertrag sowie österreichische Zielsetzungen in ein Konzept gegossen, welches eine bis 2050 weitgehend CO₂-neutrale nationale Energiebilanz erreichen möchte und die dafür notwendigen Meilensteine bis zum Jahr 2030 skizziert. Einen Rahmen setzt dabei der Fokus auf ökologische Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, nicht zuletzt aber auch auf Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit.

Eine Analyse der historischen Energieaufbringung in Österreich zeigt einen stetigen Zuwachs bei den erneuerbaren Energieträgern, wobei vor allem Wasserkraft und Biogene und sonstige erneuerbare Energie mit insgesamt knapp 29% einen signifikanten Anteil am Bruttoinlandsverbrauch des Jahres 2016 einnahmen. Ein Blick auf den Gasverbrauch seit dem Jahr 1990 zeigt – parallel zum gesamten Bruttoinlandsverbrauch – zunächst ein starkes Wachstum von 219,9 Petajoule im Jahr 1990 auf 338,5 Petajoule im Jahr 2005, sodann jedoch eine stagnierende Tendenz – wiederum parallel zum Bruttoinlandsverbrauch – bis zum Jahr 2016 mit 300,7 Petajoule. Der Anteil sämtlicher fossiler Energieträger am Endverbrauch wird mit ca. 67% angegeben, wovon etwa 90% importiert werden müssen. Im Vergleich dazu lag laut Branchenreport Mineralöl der WKO der Importanteil bei der Erdgasaufbringung etwas über 85%.

Die österreichische Klima- und Energiestrategie sieht eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 36% gegenüber dem Jahr 2005 vor, deren Schwerpunkt auf den Sektoren Verkehr und Gebäude liegen wird. Der Anteil der erneuerbaren Energie am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 wird dabei von derzeit 33,5% auf einen Wert von 45-50% ansteigen, wobei zunächst, d.h. bis 2020, 34% als moderates Zwischenziel definiert sind. In diesem Kontext wird davon ausgegangen, dass ein wesentlicher Anteil von Erdgas in Zukunft durch erneuerbares Methan ersetzt werden wird. Weiteren Druck auf den Erdgasverbrauch werden die angestrebten Energieeffizienzmaßnahmen erzeugen, welche sowohl den Sektor Haushalt (lt. Publikation „Erdgas und Fernwärme in Österreich“, Zahlenspiegel 2015 von WKO und FGW 19% des Erdgasverbrauchs) sowie den produzierenden Bereich (ebenda, 47% des Erdgasverbrauchs) betreffen werden.

Aus heutiger Sicht sind die Auswirkungen der Klima- und Energiestrategie „Mission 2030“ auf die Erdgasinfrastruktur nur schwer abschätzbar, mit Sicherheit aber nicht quantifizierbar. Sich gegenüberstehende Maßnahmen wie der zunehmende Verzicht auf fossile Energieträger, damit eben auch Erdgas, und der verstärkte Einsatz von Biogas und möglichen Power-to-Gas Technologien unterstreichen die Herausforderungen an die Planungsaktivitäten in Bezug auf eine sichere und leistbare Gasinfrastruktur.

2.1.3 „Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie“ des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

Im Rahmen der Pariser Klimakonferenz 2015 hat sich die Europäische Union (unter anderem) mit einer angestrebten Senkung ihres CO₂-Ausstoßes bis 2030 um mindestens 40 Prozent im Vergleich zu 1990 und der gleichzeitigen Steigerung der Erneuerbaren Energien auf mindestens 27 Prozent als Vorreiterin beim Klimaschutz präsentiert. Das „Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie“ des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft soll das Pariser Abkommen und die europäischen Vorstellungen auf nationaler Ebene mit Leben füllen und hat zum Ziel, eine informierte und faktenbasierte Diskussion über eine integrierte Energie- und Klimastrategie zu ermöglichen. In Bezug auf Treibhausgasemissionen, den Energieverbrauch sowie die Energieaufbringung wird die bestehende Situation analysiert, in Bezug auf die zukünftige Entwicklung werden verschiedene Szenarien verglichen. Auf Grund seines analytischen Charakters sind in diesem Grünbuch derzeit keine konkreten Auswirkungen auf die Erdgaswirtschaft, insbesondere solche, die den unmittelbaren Planungsprozess beeinflussen könnten, abzuleiten.

2.1.4 Sektorkopplung

Als ein zentrales Element der „#mission 2030“ wird Energie als ein Gesamtsystem gesehen, indem zukünftig deutlich mehr Wechselwirkungen der einzelnen Energieträger stattfinden werden. So wird auch zukünftig Gas zu den Gaskraftwerken transportiert werden und dort Strom erzeugt werden. Vermehrt sollen jedoch aus Stromüberproduktionen aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Sonne, Wasser) synthetische Gase erzeugt werden, die in das Gasnetz eingespeist und dort transportiert und gespeichert werden.

Bereits jetzt werden die Strom- und Gasnetzplanungen aufeinander abgestimmt. Zukünftig werden jedoch noch höhere Anforderungen an die Planung gestellt werden. Die Kopplung der einzelnen Energieträger in der Planung und Steuerung wird an Bedeutung gewinnen.

2.1.5 Initiative Greening the Gas

Die Initiative Gas sieht im Energieträger Gas einen Schlüsselfaktor in der österreichischen Energiezukunft.

Als Ersatz für konventionelles Erdgas sollen Biogas und synthetische Gase einen deutlichen Beitrag zur Umsetzung der Umwelt und Klimastrategie leisten.

Biogas wird aus Abfällen aus Landwirtschaft, Haushalten und der Lebensmittelindustrie gewonnen. Derzeit wird ein Großteil der Biogasproduktion (mindereffizient) verstromt. Zukünftig sollen deutlich höhere Mengen direkt in das Gasnetz eingespeist werden. Ziel ist es, bis 2025 ca. 350 Mio. Nm³/h und bis 2030 ca. 600 Mio. Nm³/h Biogas direkt in das Gasnetz einzuspeisen.

Synthetische Gase sollen vor allem aus der Überproduktion von Strom aus Windparks, Solaranlagen und Wasserkraftwerken hergestellt werden. Es besteht die Möglichkeit in einem ersten Schritt mithilfe der Elektrolyse Wasserstoff herzustellen. Wasserstoff kann entweder

direkt in das Gasnetz eingespeist werden oder in einem zweiten Schritt mit CO₂ zu Methan umgewandelt werden, welches ebenfalls in das Gasnetz eingespeist werden kann.

Das Gasnetz, welches einen effizienten Transport von Energie erlaubt, spielt in der Energiezukunft eine große Rolle.

Ebenfalls können die Erdgasspeicher genutzt werden, die eine Speicherung von Energie in einem größeren Ausmaß ermöglichen.

2.1.6 Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen

Die energiepolitischen Zielsetzungen auf europäischer Ebene geben den Rahmen für die energiepolitischen Ziele und Maßnahmen auf österreichischer Ebene vor, diese werden in der „Mission 2030“ wiedergegeben.

Die in der EU Energieeffizienzrichtlinie festgelegten Zielsetzungen wurden im „Minimal Szenario“ der Absatzprognose berücksichtigt (siehe auch Kapitel 2.3.1)

2.2 Rahmenbedingungen und Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen

2.2.1 Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Eine der Hauptaufgaben der ENTSOG besteht in der Erstellung eines nicht bindenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans (TYNDP), der einen Planungshorizont von (zumindest) zehn Jahren umfasst und alle zwei Jahre zu erneuern ist. Er liefert neben einer Darstellung der gesamteuropäischen Infrastruktur insbesondere auch eine Betrachtung des Lieferpotentials, der Marktintegration und der Versorgungssicherheit und erfasst somit auch die gesamtheitliche Dynamik des europäischen Gasmarktes. Als vorrangiges Ziel des TYNDP ist aber die Modellierung des integrierten Netzes zu sehen, um rechtzeitig zukünftige potentielle Investitionslücken insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitende Kapazitäten aufzuzeigen. Entsprechend der Vorschriften in der Verordnung (EG) 715/2009 überprüft ACER die nationalen zehnjährigen Netzentwicklungspläne hinsichtlich ihrer Kohärenz mit dem TYNDP und empfiehlt bei Widersprüchen je nach Sachlage die Änderung eines der betroffenen Pläne.

Im TYNDP 2017 nimmt ENTSOG erstmals einen Planungshorizont von zwanzig Jahren in Angriff, um die ehrgeizigen europäischen Klimaschutzziele, welche bis zum Jahr 2030 erreicht werden sollen, entsprechend abbilden zu können. Zur Modellierung der Nachfrageseite hat ENTSOG vier unterschiedliche Verbrauchsentwicklungen untersucht, wobei eine Vielzahl von allgemein Parametern wie beispielsweise die gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen oder die Erreichung der Klimaziele, aber auch spezifische wie die zukünftige Rolle von Erdgas im Wärmesektor, im Bereich der Stromerzeugung oder im Transportsektor Eingang finden. Lediglich eines der vier Szenarien geht von einer Erhöhung der Nachfrage nach Erdgas bis 2030 aus, welche hauptsächlich auf einer verstärkten Nutzung von Erdgas im Transportsektor und zur Stromerzeugung auf einer regulatorischen Grundlage beruht. In Bezug auf die europäische Erdgasinfrastruktur, die die Basis eines funktionierenden Binnenmarktes sein muss, kommt ENTSOG im TYNDP 2017 zum Schluss, dass auf Grund des Fortschritts vieler Projekte die Versorgung nicht mehr so sehr Gegenstand der Debatte ist, als vielmehr die Beibehaltung der Vielfalt der Produzenten bzw. Lieferanten. Zwar kann der in den kommenden Jahren spürbar

werdende Förderrückgang des Groningen-Feldes sowie der deutschen L-Gas-Felder durch zusätzliches russisches Pipelinegas und LNG-Lieferungen ausgeglichen werden, andererseits würde aber die Diversifizierung auf Lieferantenseite nicht beibehalten werden können. Unter diesem Aspekt ist die Unterstützung der aussichtsreichen konventionellen Gasproduktion in Zypern und in der Schwarzmeerregion (Stichwort: ROHUAT) notwendig, wobei bei ENTSG auch die Biogasproduktion zur Ergänzung des Lieferantenmixes Erwähnung findet. Die Betrachtung der Infrastruktur schließt jedoch mit der Erkenntnis, dass das derzeitige System selbst für das höchste Nachfrageszenario auch unter Spitzenlast gerüstet ist.

Auswirkungen auf Österreich

Die Details zu den einzelnen Projekten des TYNDP sind im jeweiligen Annex A zum eigentlichen Plan angeführt. Der für die aktuelle Infrastrukturplanung relevante TYNDP 2017 Annex A beinhaltet neben den weiter unten im Abschnitt „Projects of Common Interest (PCI)“ beschriebenen Projekten „BACI“ und „ROHUAT“ sowie dem im Abschnitt „Deutschland“ genannten Projekt „MONACO“ mehrere Maßnahmen wie beispielsweise das Projekt „TAG Reverse Flow“, welche aber aus derzeitiger Sicht keine Auswirkungen auf die Infrastruktur im Verteilungsgebiet haben. Die relevanten Projekte werden, wie schon angedeutet, in den entsprechenden Kapiteln näher dargestellt.

2.2.2 Projects of Common Interest (PCI)

2.2.2.1 Allgemeines

Zum Erreichen gemeinsamer europäischer Ziele werden zumeist national als wichtig identifizierte Netzentwicklungsprojekte als „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest, PCI) gekennzeichnet. Sie schließen die infrastrukturellen Lücken auf dem Weg zur Vollendung des gemeinsamen Erdgas- und Strombinnenmarktes und tragen unter anderem zu den Klimaschutzbestrebungen über die bevorzugte Entwicklung der erneuerbaren Energien bei. Um den Status eines PCI zu erhalten, muss ein Projekt signifikante Auswirkungen auf die Energiemärkte und die Marktintegration von zumindest zwei Mitgliedstaaten haben, einen positiven Effekt auf den Wettbewerb im Energiemarkt zeigen und nebenbei sowohl zur Versorgungssicherheit und zu Klima- und Energiezielen durch Integration der erneuerbaren Energien beitragen. Die Liste der regionalen PCI beschließen nach Erarbeitung und Bewertung unterschiedlichster Akteure die Mitgliedstaaten und die EU-Kommission, wobei deren Zusammenführung in eine unionsweite Liste als delegierter Rechtsakt durch die Kommission erlassen wird. Die erste PCI Liste wurde 2013, die zweite 2015 veröffentlicht. Die aktuelle, dritte PCI Liste wurde im April 2018 veröffentlicht.

Projekte mit Status als PCI profitieren von beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren, von niedrigeren Verwaltungskosten, mehr Transparenz und besserer Einbeziehung der Öffentlichkeit sowie von der Möglichkeit der finanziellen Unterstützung. Die Aufnahme in die PCI Liste ist eine Voraussetzung, um eine Kofinanzierung beantragen zu können, worüber jedoch in einem separaten Verfahren entschieden wird. Schließlich ist für PCI nur eine einzige nationale Behörde zuständig, welche als Anlaufstelle für die Genehmigungsverfahren fungiert.

2.2.2.2 PCI mit österreichischer Beteiligung

In der dritte PCI Liste (DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2018/450 DER KOMMISSION) sind im Abschnitt zum „Vorrangigen Korridor ‚Nord-Süd-Gasverbindungsleitungen in Mittelosteuropa und Südosteuropa‘“ die folgenden Projekte mit unmittelbarem Bezug auf die österreichische Infrastruktur angeführt:

6.4 PCI Bidirektionale Verbindungsleitungen Österreich – Tschechische Republik (BACI) zwischen Baumgarten (AT) – Reinthal (CZ/AT) – Breclav (CZ).

6.24 Cluster zur stufenweisen Kapazitätserweiterung auf dem bidirektionalen Fernleitungskorridor Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich (derzeit bekannt als ‚ROHUAT/BRUA‘) mit einer angestrebten Kapazität von 1,75 Mrd. m³/Jahr in der ersten Phase und 4,4 Mrd. m³/Jahr in der zweiten Phase, einschließlich neuer Ressourcen aus dem Schwarzen Meer. [...]

GCA-Kompressorstation Mosonmagyaróvár (Entwicklung auf österreichischer Seite) (1.Phase)

6.26 Cluster Kroatien – Slowenien – Österreich bei Rogatec, das die folgenden PCI umfasst:

GCA 2015/08 Eingang/Ausgang Murfeld (AT)

Ausbau der Verbindungsleitung Murfeld/Cersak (AT-SI)

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt lassen sich aus diesen Projekten noch keine konkreten Auswirkungen auf die Entwicklung der Verteilerleitungsanlagen in Österreich ableiten. Trotzdem werden im Folgenden zwei der Projekte näher beschrieben, da damit neue Transportmöglichkeiten eröffnet werden sollen (BACI) und gänzlich neues Gas nach Österreich gelangen könnte (ROHUAT).

Bidirektionale Verbindungsleitungen Österreich –Tschechische Republik (BACI)

Die neue DN800 BACI-Pipeline wird eine neue Infrastruktur sein, die den österreichischen und tschechischen Markt zum ersten Mal direkt verbindet.

Die Gesamtlänge der Pipeline beträgt 61 km, wovon 12 km auf Tschechien – von der Kompressorstation Břeclav bis zur Staatsgrenze – und 49 km auf Österreich – von der Staatsgrenze bis nach Baumgarten – entfallen.

Es wird an das bestehende tschechische Übertragungsnetz über CS Břeclav und an das österreichische Übertragungsnetz über Baumgarten angeschlossen. Die Kapazität wird bis zu 6,57 bcm / a betragen.

Die Umsetzung von BACI als PCI hängt von dem Ergebnis des Pilotprojekts "Trading Regional Upgrade" ab. Das TRU-Pilotprojekt verbindet die österreichischen und tschechischen Gasfernleitungsnetze über die Slowakei unter ausschließlicher Nutzung der vorhandenen Infrastruktur. Die Bewertung des Pilotprojekts wird nach seiner Fertigstellung unverzüglich von den beteiligten drei Mitgliedstaaten durchgeführt.

Die Umsetzung dieses Projekts wird gänzlich neue Transportkapazitäten zwischen dem österreichischen und tschechischen Markt und folglich deren virtuellen Handelspunkten schaffen. Neben der damit verfolgten weiteren Marktintegration, den angedachten Konzepten zur Marktverbindung und den neu entstehenden Flexibilitäten für die Netzbenutzer wird mit BACI auch ein entscheidender Beitrag zur Implementierung des „Nord-Süd“ Korridors geleistet.

ROHUAT / HUSKAT

Das Projekt ROHUAT soll nach erfolgreicher Umsetzung Erdgas aus der Schwarzmeerregion bis zum Hub in Baumgarten transportieren, wobei der neue Erdgaskorridor von vorneherein bidirektional angelegt werden soll. Bei den zu transportierenden Gasmengen handelt es sich primär um neues Gas aus im Rahmen einer Upstream-Initiative zu entwickelnden Lagerstätten im Schwarzen Meer. Die Trasse der Pipeline verläuft durch die in der Projektbezeichnung angedeuteten Länder Rumänien, Ungarn und Österreich, wobei nicht nur neue Anlagen errichtet werden, sondern auch auf bestehende Leitungen zurückgegriffen wird bzw. Kapazitätserhöhungen an relevanten Punkten Teil des Projekts sind. Beispielsweise ist das Projekt 6.24.3 des Fernleitungsnetzbetreibers Gas Connect Austria GmbH als Teilprojekt von ROHUAT zu verstehen, das zum Ziel hat, die Flussumkehr am grenzüberschreitenden Punkt Mosonmagyaróvár zu ermöglichen. Im Endausbau wird von einem jährlichen Transportvolumen von ca. 4,4 Mrd. m³ ausgegangen. Die Verfügbarkeit der neu geschaffenen Kapazitäten ist in unterschiedlichen Quellen mit Angaben zwischen 2020 und Oktober 2022 nicht eindeutig.

Derzeit scheint Stillstand bei der Weiterentwicklung dieser PCI Projekte eingetreten sein. Alternativ wird eine andere Route – HUSKAT – lanciert, wobei diese Route von zwei in der dritten Liste neu dazugekommenen PCI Projekte unterstützt wird:

6.2.13 Steigerung der Übertragungskapazität der Verbindungsleitung Slowakei — Ungarn

6.2.14 Ausbau des ungarischen Übertragungsnetzes zwischen Vecsés und Városföld zur Steigerung der Kapazität der Verbindungsleitung Slowakei — Ungarn

2.2.3 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2018 (Entwurf), Österreich

Der Marktgebietsmanager hat gemäß Gaswirtschaftsgesetz 2011 die Aufgabe, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der Langfristigen Planung des Verteilergebietsmanagers einmal jährlich einen koordinierten Netzentwicklungsplan mit einem Mindestplanungszeitraum von zehn Jahren zu erstellen. Die Planung stützt sich dabei auf die aktuelle Lage, die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage und ist nach Konsultation aller einschlägigen Interessensträger von den Fernleitungsnetzbetreibern in einem Marktgebiet gemeinsam der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Der koordinierte Netzentwicklungsplan dient dem Zweck, die Marktteilnehmer über bereits beschlossene Investitionen, über zukünftige Infrastrukturprojekte sowie über den Zeitplan der Investitionsprojekte der kommenden Jahre zu informieren und verfolgt neben der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher und der Deckung der Transporterfordernisse auch das Ziel einer hohen Versorgungssicherheit der Infrastruktur sowie die Erfüllung des europaweiten Infrastrukturstandards entsprechend dem Artikel 5 der Verordnung (EU) 2017/1938.

Die Planung basiert auf einer von den österreichischen Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH initiierten unverbindlichen Kapazitätsbedarfserhebung. Aufbauend auf den eingemeldeten Bedarfen werden Projekte entwickelt, deren technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber untersucht wird.

Auswirkungen des Koordinierten Netzentwicklungsplans auf das Verteilergebiet

GCA 2015/07b Mehrbedarf Verteilergebiet +

Diese Projekte korrespondieren mit dem Projekt 2012/03. Während im LFP Projekt die Kapazitätsbestellung gegenüber dem Fernleitungsnetz abgebildet ist, wird im KNEP Projekt die Umsetzung des Projektes beantragt. Das Projekt wurde zwischen GCA und AGGM abgestimmt. Bautechnisch ist die Fertigstellung des Projektes für 10/2018 vorgesehen. Ab diesem Zeitpunkt steht die volle angeforderte Kapazität von 960.000 Nm³/h firm in das TAG System zur Verfügung. Mit Fertigstellung des LFP Projektes 2016/05 steht die Kapazität in der Qualität FZK zur Verfügung.

GCA 2017/02: Penta West Exit Verteilergebiet

Auf Basis der Kapazitätsanfrage der AGGM hat GCA ein Planungsprojekt im KNEP eingereicht. Das KNEP Projekt sieht eine Kapazitätsbereitstellung von 5.000 Nm³/h für das Verteilergebiet im Raum Andorf vor.

GCA: 2015/01a Bidirectional Austria Czech Interconnector

TAG: 2016/01 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)

BACI Bidirectional Austrian Czech Interconnector: Die Trasse der BACI quert bei ca. km 37 die Trasse der Ebene 2 Leitung Ladendorf – Hohenau. Die Leitung Ladendorf – Hohenau wird mit 12 barg betrieben. Eine Einspeisung in diese Leitung kann lediglich den geringen lokalen Absatz bedienen. Ein Gastransport über Ladendorf hinaus Richtung Laa ist aufgrund der Drucksituation nicht möglich. Derzeit besteht seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt aus der BACI Leitung.

Entry Mosonmagyaróvár

alle Projekte inkl. Komplementärprojekte

Diese Projekte haben keine Auswirkungen auf das Verteilergebiet. Aus derzeitiger Sicht besteht auch kein Bedarf an einer zusätzlichen Kapazität für das Verteilergebiet.

Alle anderen GCA und TAG Projekte

AGGM geht davon aus, dass alle Kapazitätsverträge eingehalten werden, somit haben diese Projekte keinen Einfluss auf das Verteilergebiet.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wird gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 16.10.2018 den Marktteilnehmern vorgestellt.

2.2.4 Der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas), Deutschland

Der Netzentwicklungsplan Gas ist seit ihrem Gründungsjahr 2012 ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., dem Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, die diesen Plan ursprünglich jährlich, seit 2016 aber nur in jedem geraden Jahr, in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur erarbeiten, um die künftig benötigten Transportkapazitäten für Erdgas zu ermitteln. Die Anforderungen an den Netzentwicklungsplan sind dabei im Energiewirtschaftsgesetz und in Anlehnung an den EU-weiten Netzentwicklungsplan festgelegt, woraus sich unter anderem der Planungshorizont von zehn Jahren ableitet. Die zunächst von den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern zu erstellenden Ausarbeitungen führen in neun Phasen über eine Reihe von Konsultations- und Überarbeitungszyklen vom ersten Entwurf eines Szenariorahmens zum finalen Netzentwicklungsplan.

Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans ist der im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber erarbeitete Szenariorahmen, mit dem verschiedene theoretische Annahmen über die Entwicklung der Produktion, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas sowie seinem Austausch mit anderen Ländern in den kommenden zehn Jahren vorgelegt werden. Analog zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan wird in diesem Planungsschritt auch eine Verbindung zur Planung der Strom-Übertragungsnetzbetreiber hergestellt. Der Szenariorahmen bedarf der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur, in Folge derer die Fernleitungsnetzbetreiber einen Entwicklungsplan für das deutsche Gas-Fernleitungsnetz ausarbeiten, der sämtliche Maßnahmen zur Beibehaltung eines sicheren, zuverlässigen und bedarfsgerechten Netzbetriebs enthält. Nach einer Konsultationsphase und eventuellen Überarbeitungen erfolgt abschließend eine Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur und dessen Veröffentlichung.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2018-2028) werden zwei Szenarien für die Entwicklung des deutschen Gasbedarfs betrachtet. Die beiden Szenarien gehen von einer Reduktion des gesamten Bedarfs von 11% bzw. 22% bis 2028 aus, wobei der Bedarf im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung), speziell im Kraftwerkseinsatz als konstant bzw. leicht steigend angenommen wird.

Die konventionelle Erdgasförderung wird bis zum Jahre 2028 mit einem starken Rückgang von 46% angenommen und die Biogaseinspeisungen werden nur mit einer geringfügigen Steigerung von 6% angenommen, wobei anzumerken ist, dass der Einfluss zukünftiger EEG-Reformen nicht berücksichtigt werden kann.

Dieser Szenariorahmen prognostiziert daher 2028 einen stagnierenden Importbedarf für Deutschland von 741 TWh bzw. 649 TWh.

Auswirkungen auf Österreich

Der deutsche Netzentwicklungsplan spielt für die Infrastrukturplanung in Österreich auf Grund der Kapazitätssituation in Überackern und Oberkappel sowie der Verflechtungen der Gasmärkte Österreichs und Deutschlands bei den Speicheranlagen Haidach und 7Fields eine bedeutende Rolle. Ebenso erlangen die deutschen Infrastrukturprojekte durch die ausschließliche Versorgung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aus dem deutschen Netz an Relevanz. AGGM nimmt daher am Konsultationsprozess teil, um allfällige Auswirkungen von

Projekten im deutschen Fernleitungsnetz auf das österreichische Verteilerg Gebiet rechtzeitig zu erkennen und die österreichischen Interessen zu vertreten.

Im deutschen Netzentwicklungsplan ist folgende Maßnahme für Österreich relevant:

Netzausbaumaßnahme MONACO1: Als Maßnahmenbeschreibung wird im Netzentwicklungsplan die „Errichtung der MONACO-Leitung von Burghausen nach Finsing (inkl. GDRM-Anlagen)“, als „Auswirkung auf Bedarfsabdeckung“ werden die „Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets; Speicher 7Fields, Haidach; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber“ angegeben. Weitere Details für die geplante Leitung liefert die Informationsbroschüre des durchführenden Netzbetreibers bayernets: Die Pipeline knüpft bei Burghausen an der deutsch-österreichischen Grenze an das bestehende Leitungssystem an und verläuft sodann in westlicher Richtung bis zum Ort Finsing nordöstlich von München. Sie wird eine Gesamtlänge von 87 km bei einer Nennweite von 1.200 mm aufweisen, wobei zur Kapazität keine näheren Angaben gemacht werden. Die Fertigstellung erfolgt 2018.

Im deutschen Netzentwicklungsplan ist folgende Maßnahme für das österreichische Verteilerg Gebiet relevant:

Kapazitätserhöhung Kiefersfelden/Pfronten: AGGM hat für die Ausspeisezone Kiefersfelden/Pfronten einen Kapazitätsengpass 215.000 kWh/h ab 2016 gemeldet. Der Zusatzbedarf wurde in den TYNDP 2015 eingebracht und fand auch seine Berücksichtigung in der Modellierung des Netzentwicklungsplans für den Zeitraum 2018-2028.

2.2.5 Russland

2.2.5.1 Geschichte

Im Jahre 1968 unterzeichnete Österreich als erstes „westliches“ Land einen Gasliefervertrag mit der damaligen Sowjetunion. Der auf Grund der politisch gespannten Situation nicht von allen Seiten gut geheiene Schritt war für Österreich jedoch notwendig, denn schon damals wurde klar, dass Österreich mit seinen eigenen Energieressourcen nicht auskommen können. Kurze Zeit später folgte Deutschland mit der Unterzeichnung seines Gasliefervertrags, womit die Tür für die sowjetischen Gasexporte in das damalige Westeuropa endgültig aufgestoßen war. Bis zum Ende der Sowjetunion zeigte sich diese als vertrauenswürdiger Lieferant, wohl auch deshalb, da man mit langfristigen Verträgen ein Investitionsmodell geschaffen hatte, das die stete Weiterentwicklung des eigenen Erdgassektors ermöglichte.

Vor 1991 funktionierte das Gosplan-Konzept, jeden Exportmarkt über ein einziges Pipelinesystem zu versorgen, praktisch ohne Risiko einer Lieferunterbrechung. Moskaus Einfluss auf die Transitländer war gesichert durch seine Führungsrolle im Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe, durch vergünstigte Gaspreise, aber auch dadurch, dass dieselbe Quelle für Transit und Inlandsversorgung maßgeblich war. Mit dem Ende der Sowjetunion, der Auflösung des Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe und dem Entstehen souveräner Staaten standen die Exportpipelines plötzlich unter fremder Kontrolle, bei weiterhin bestehenden Lieferverträgen mit Erfüllungspunkten an den alten Außengrenzen. Der Rechtsnachfolger der Sowjetunion, die Russische Föderation und hier im Speziellen das unter dem neuen Namen Gazprom firmierende

ehemalige Gasministerium sahen sich gezwungen, eine neue Exportstrategie zu entwickeln – Stichwort „ein Markt – zwei Rohre“ –, um die Monopolstellung der Transiteure zu umgehen. Die in den letzten Jahren beobachtete Intensivierung dieser Bestrebungen war schließlich eine direkte Folge der Transitzkrisen von 2006 und 2009, wo Transitländer ihre wichtige Position für ihre eigenen strategischen Interessen zu berücksichtigen begannen.

Die Haupttransitroute russischen Erdgases nach Europa verlief historisch durch die Ukraine nach Waidhaus an der tschechisch-deutschen und Baumgarten an der slowakisch-österreichischen Grenze mit einem Transportvolumen von ursprünglich mehr als 100 Mrd. m³ pro Jahr, wobei im Jahr 2015 noch eine transportierte Menge von 64,1 Mrd. m³ angegeben wurde. Als Folge der Ereignisse nach dem Zerfall der Sowjetunion und dem Anfang der neunziger Jahre stetig steigenden Gasbedarf Europas wurden sukzessive weitere Gastransportsysteme von Ost nach West – in Konkurrenz zum bestehenden ukrainischen System, aber auch für neue Gasmengen – geschaffen:

- Jamal-Europa im Jahr 1994 mit einer Kapazität von 33 Mrd. m³ pro Jahr über Weißrussland und Polen an die polnisch-deutsche Grenze bei Mallnow,
- Blue Stream im Jahr 2004 mit einer Kapazität von 16 Mrd. m³ pro Jahr durch das Schwarze Meer zur Versorgung der Türkei,
- Nord Stream im Jahr 2011 mit einer Kapazität von 55 Mrd. m³ pro Jahr durch die Ostsee als direkte Anbindung des russischen Leitungssystems an das deutsche in völliger Umgehung sämtlicher Transitländer,
- Beltransgaz im Jahr 2012 durch Weißrussland zur Versorgung Polens mit einer Kapazität von 5 Mrd. m³.

Mit dem immer wieder angedachten Bau zusätzlicher Leitungen durch das Schwarze Meer und durch die Ostsee könnte der Transit über die Ukraine weiter sinken, wobei die zudem fallende Erdgasnachfrage in Europa das Entstehen eines tatsächlichen Wettbewerbs zwischen den verschiedenen Transportrouten unterstützt, somit die von Russland angestrebte leitungstechnische Diversifizierung vollendet.

Ukrainetransit

Gazprom bzw. sein mit dem Export von Erdgas aus der Russischen Föderation beauftragtes Tochterunternehmen Gazprom Export hält Lieferverträge mit Erfüllungspunkten innerhalb der europäischen Union wie beispielsweise Baumgarten mit europäischen Importeuren, die weit über das Jahr 2019 hinausreichen, dem Jahr des Auslaufens des Transitvertrags mit der Ukraine bzw. mit dem Vertragspartner Naftohas Ukrainy. Nach einigen Verzögerungen hat schließlich Wladimir Putin Gazprom den Auftrag erteilt, Gespräche über eine Fortführung dieses Transitvertrags über das Jahr 2019 hinaus zu führen. Nachdem jedoch bisher keine Einigung darüber in Sicht ist, werden seit einiger Zeit verschiedene konkrete Szenarien für den Extremfall eines Scheiterns der russisch-ukrainischen Gespräche ins Treffen geführt. Auf russischer Seite ist das zunächst ein weiteres Pipelinesystem unter dem Namen Turkish Stream, mit dem 17 Mrd. m³ für die Türkei bestimmtes Erdgas aus dem ukrainischen Transit auf eine direkte Route in die Türkei verlagert werden sollen. Weiter ist bei Gazprom ein Ausbau des bestehenden Leitungssystems Nord Stream geplant, das unter der Bezeichnung Nord Stream 2 die Kapazität dieser Route auf ca. 110 Mrd. m³ pro Jahr verdoppeln wird. Mit der Erhöhung der Tarife bzw. der Umstellung der gegenwärtig volumen- auf eine zukünftig kapazitätsbasierte Abrechnung für den Transit trägt Naftohas Ukrainy jedenfalls indirekt zur Wettbewerbsfähigkeit von Nord

Stream bei und sendet ein starkes Signal zum Bau von Nord Stream 2. Seitens der Europäischen Union scheint das Vertrauen in die Fortführung des Gastransits über die Ukraine ebenso zu sinken, worauf die im Herbst 2016 getroffene Entscheidung, die regulatorische Beschränkung der Kapazität der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) aufzuheben, hindeutet. Damit könnten pro Jahr weitere 10 Mrd. m³ Erdgas über Nord Stream in das zentraleuropäische Erdgasnetz gelangen, folglich die europäische Abhängigkeit vom ukrainischen Gastransportsystem weiter verringern und in diesem Sinne auch zur Versorgungssicherheit Europas nach 2019 beitragen.

Exportrekorde

Trotz verschiedener Ankündigungen von Akteuren innerhalb der Europäischen Union, eine Diversifizierung der Lieferländer für Erdgas anzustreben, um einer zu starken Abhängigkeit von der Russischen Föderation entgegenzuwirken, entpuppte sich das Jahr 2016 für Gazprom als Rekordjahr beim Export von Erdgas nach Europa und in die Türkei. Die rückläufige Produktion innerhalb der europäischen Union, geringere LNG-Lieferungen sowie die durch einen sehr niedrigen Ölpreis gesunkenen Gaspreise ließen die Liefermenge Gazproms laut eigenen Angaben auf 179 Mrd. m³ steigen, was einem Anteil in diesen Märkten von 34% entsprach. Zusätzlich wurde ein weiteres historisches, unter anderem der Kältewelle in Europa geschuldetes Exportmaximum im Jänner 2017 mit einer Liefermenge von 19,1 Mrd. m³ nach Europa und in die Türkei erzielt. Wie schon in der Vergangenheit äußert Gazprom starken Zweifel an der Wirtschaftlichkeit der als Alternativen zu russischem Pipelinegas gehandelten LNG-Projekte in Australien und den USA, deren Produktion nicht den Erwartungen entspräche und deren Cargos sich obendrein nach den besseren Zielmärkten in Asien („Asienprämie“) oder nach Südamerika (kürzere Transportroute) orientiere.

2.2.5.2 Zukunft

Nach Auslaufen des Transitvertrags von Gazprom mit Naftohas Ukrainy im Jahr 2019 wird es selbst im Falle einer kurzfristigen Einigung zwischen der Russischen Föderation und der Ukraine zu großräumigen Verlagerungen der Gasströme nach Europa bzw. in die europäische Union kommen. In russischen Überlegungen spielt immer wieder die Vision eines „russischen Gasrings“ eine Rolle, der über einen nördlichen und einen südlichen Korridor Osteuropa umfasst und diese Korridore in Baumgarten zusammenführt. Der nördliche Korridor besteht dabei aus den Pipelinesystemen Nord Stream und Nord Stream 2 sowie aus sämtlichen Anbindungsleitungen wie beispielsweise der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL), des Gazelle-Systems, oder der neu zu errichtenden Europäischen Gas-Anbindungsleitung (EUGAL). In Bezug auf den südlichen Korridor herrscht derzeit noch weniger Klarheit über seine konkrete Ausgestaltung. In den vergangenen Jahren wurden mehrere unterschiedliche Projekte genannt. Beispielsweise beginnend mit dem das Schwarze Meer querenden, in Bulgarien anlandenden und bis nach Tarvisio und Baumgarten führenden South Stream Pipelinesystem oder eine Transitleitung an die türkisch-griechische Grenze als Alternative zu South Stream.

Der zentrale Punkt dieser Vision eines Gasrings ist der Hub in Baumgarten, von wo aus über das slowakische Gastransportsystem die westukrainischen Speicher zum Ausgleich von Marktfuktuationen genutzt werden sollen, womit die derzeitigen Transitländer Ukraine und Slowakei nicht völlig von den Transiteinnahmen abgeschnitten werden würden. Aus österreichischer Sicht könnte die Verwirklichung dieser Vision den Stellenwert im europäischen Gassektor weiter erhöhen und zu einer langfristigen Sicherung des Standortes beitragen.

2.2.6 Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen

Mit folgenden Auswirkungen kann auf Basis der übergeordneten Netzausbaupläne im Verteilergebiet gerechnet werden:

Netzentwicklungsplan Gas Deutschland:

Durch die Errichtung neuer Infrastrukturen in Deutschland wird davon ausgegangen, dass der langfristig erforderliche Bedarf an FZK Kapazität für die Zone Kiefersfelden / Pfronten sichergestellt werden kann (Netzausbauplan Gas Deutschland).

Koordinierter Netzentwicklungsplan Österreich:

Für den Fall, dass Ausbaumaßnahmen auf der WAG durchgeführt werden, hat AGGM den Druckbedarf von 47 barg an der Station Bad Leonfelden in den Koordinierten Netzentwicklungsplan von Österreich eingebracht. Dies würde eine Verbesserung der Versorgungssicherheit von Linz bewirken.

Alle anderen dargestellten Maßnahmen betreffen das Verteilergebiet nicht direkt. AGGM geht davon aus, dass die bestehenden Kapazitätsverträge eingehalten werden.

2.3 Datenmodell der Langfristigen Planung 2018

2.3.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2019 bis 2028 erstellt. Das Absatzmodell wird für alle drei Marktgebiete (Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg) getrennt erstellt, wobei für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität nur das Baseline Szenario erstellt wurde.

Bevor im Anschluss die Beschreibung der Absatzszenarien erfolgt, werden zuvor noch die wichtigen Einflussfaktoren dafür beleuchtet.

2.3.1.1 Erstellung des Absatzmodells - Methode

Bei der Erstellung des Absatzmodells wird sowohl die maximal mögliche Stundenleistung als auch der Jahresabsatz ermittelt.

Die maximal mögliche Stundenleistung die im Verteilernetz auftreten kann, ist die Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur.

Die maximal mögliche Stundenleistung wird auf Basis der gemessenen historischen Netzbelastung je Netzbereich ermittelt (Quelle: Onlinemessungen und Clearingwerte), wobei diese auf Basis der An- und Abmeldungen von Endkunden aus dem Netzzugangsprozess, geografisch richtig einem Verbrauchszentrum zugeordnet, erhöht bzw. verringert wird. Unabhängig von der tatsächlich in Anspruch genommenen Stundenleistung werden die Kraftwerke mit Ihrer vertraglichen Anschlussleistung (Quelle: Erhebung ECA und Netzzugangsprozess) und die restlichen Großabnehmer mit ihrer maximalen Dauerbelastung (Quelle: Onlinemessungen) berücksichtigt. Die maximal möglichen Stundenleistungen je Netzbereich werden zeitgleich angenommen und zum Netzbetreibermaximum (NB_Max) aggregiert.

Die auf diese Weise ermittelte maximale mögliche Stundenleistung ist um ca. 7% höher als die tatsächlich gemessene maximale IST Stundenleistung.

Für die Ermittlung der maximal möglichen Stundenleistung für die Zukunft, werden die von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung übermittelten Einschätzungen der zukünftigen An- bzw. Abmeldungen je Verbrauchszentrum herangezogen.

Die Basis für die Ermittlung des Jahresabsatzes je Szenario bildet der Durchschnitt der Jahresabsätze der letzten drei Jahre. Im Maximal Szenario wird der Verbrauch der geplanten Kraftwerke hinzugerechnet. Im Minimal Szenario wird die volle Zielerreichung der Energieeffizienzrichtlinie unterstellt und eine jährliche Verringerung des Absatzes um 1,5% unterstellt. Eine Analyse der Entwicklung des SLP Kundensegmentes ist in Kapitel 2.3.1.4 dargestellt.

2.3.1.2 Berücksichtigte Anschlussleistung der Kraftwerke

Ein wesentlicher Faktor bei der Erstellung des Absatzmodells ist der Leistungsbedarf der gasbetriebenen Kraftwerke. In der Langfristigen Planung werden die bestehenden Kraftwerke mit ihrer gemäß Netzzugangsvertrag zugesagten maximalen Anschlussleistung berücksichtigt.

Die E-Control Austria hat im Frühjahr 2014 eine Erhebung der Netzzugangsverträge aller Kraftwerke in Österreich durchgeführt und auszugsweise AGGM für die Langfristige Planung zur Verfügung gestellt. Bei der Erhebung wurde unter anderem die aktuelle maximale Anschlussleistung abgefragt, welche in Tabelle 1 erste Spalte (Erhebung ECA) dargestellt ist.

In Tabelle 1 werden die Kraftwerke dargestellt, die für die Stromproduktion herangezogen werden können. Reine Fernwärmekraftwerke werden nicht gelistet. In dieser Tabelle werden die industriellen betriebseigenen Gasturbinen zur Stromproduktion ebenfalls nicht gelistet.

Die bis zum Stichtag 30.6.2018 eingetreten Veränderungen der Anschlussleistungen sind in Tabelle 1 dritte Spalte dargestellt.

Die in der Langfristigen Planung 2018 für die Jahre 2019 bis 2028 berücksichtigten Veränderungen der Kraftwerksleistungen ergeben sich aus zwei Quellen. Einerseits werden die von den Netzbetreibern im Rahmen der jährlichen Absatzdatenerhebung übermittelten zukünftigen Bedarfsveränderungen aufgenommen, wobei AGGM die Meldungen der Netzbetreiber unverändert übernimmt. Andererseits werden die in den Kapazitätserweiterungsverträgen vereinbarten Leistungszusagen berücksichtigt.

Die berücksichtigten Kraftwerksleistungen für die Jahre 2019 bis 2028 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: In der LFP 2018 berücksichtigte Kraftwerksleistung

Die Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG].

Netzbetreiber	Standort	Erhebung ECA	LFP 2018										
		2014 Q1	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
		[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]
Quelle: Basis: Erhebung der ECA/ Frühjahr 2014; Kapazitätserweiterungsanträge, Fragebögen Absatzermittlung der Netzbetreiber, Netzzugangsprozess													
Wiener Netze	KW_Donaustadt_Summe												
	KW_Simmering_Summe												
Netz Niederösterreich GmbH	KW_Kremsburg												
	KW_Theiß												
	KW_Dürnrohr												
Energienetze Steiermark	KW_Mellach_Kohle												
	KW_Werndorf_Öl												
	KW_Mellach_GuD												
Netz Oberösterreich GmbH	KW_Timelkam												
	FHKW_MITTE												
	KW_Riedersbach												
Linz Gasnetz	FHKW_SÜD												
Salzburg Netz GmbH	FHKW_Salzburg												
Summe maximale Kraftwerksleistung													

Quelle: ECA, AGGM, 2018

2.3.1.3 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit dem Netzausbauplan Strom

Im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung 2018 wurde ein Gespräch mit der Austrian Power Grid (APG), welche für die Erstellung des Netzentwicklungsplans für den Strombereich zuständig ist, geführt. Ziel war es, einen Informationsabgleich bezüglich der Neuerrichtung von Gaskraftwerken durchzuführen.

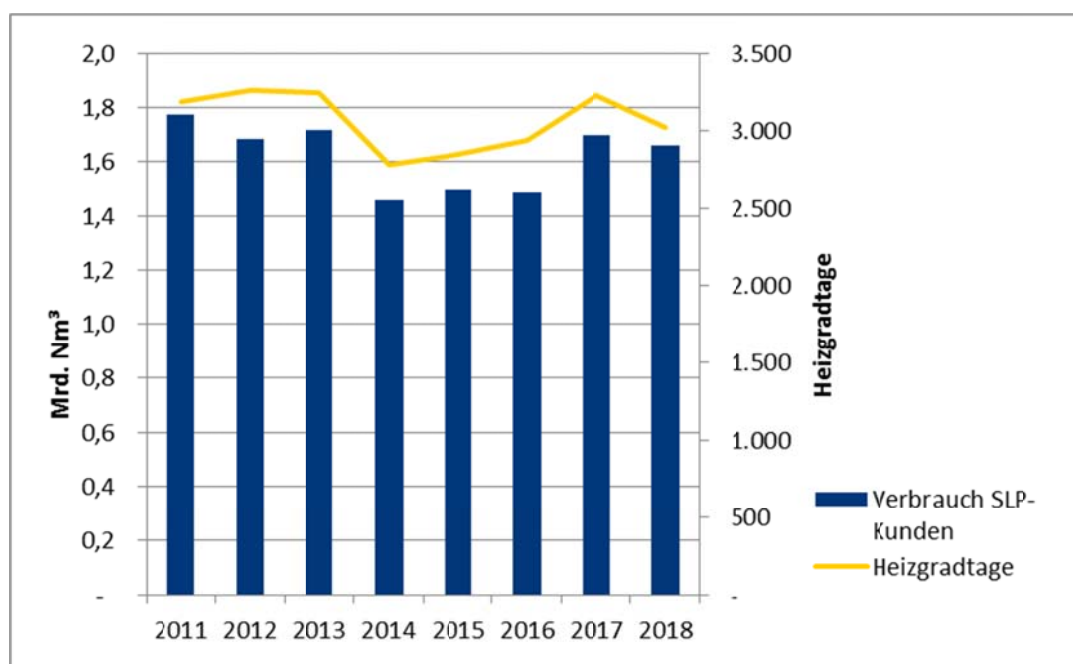
Sowohl im Masterplan 2030 der APG als auch im Netzentwicklungsplan 2018 werden keine neuen Gaskraftwerke in der Planung zugrunde gelegt. Demgegenüber steht ein hohes Ausbaupotential an Windkraftanlagen im Weinviertel und Burgenland und ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Westen von Österreich (siehe APG, Masterplan 2030, S.43).

2.3.1.4 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der Standardlastprofil Kunden

In einer eigenen Analyse wurde der Zusammenhang zwischen dem Verbrauch der SLP Kunden im Marktgebiet Ost und der Heizgradtage betrachtet.

In Diagramm 1 sind der absolute Absatz der SLP Kunden im Marktgebiet Ost und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2018 jeweils vom Oktober bis April dargestellt. Bei einer flüchtigen Betrachtung sticht der schwankende Absatz der SLP Kunden ins Auge. Wird jedoch der Absatz der SLP Kunden linear zu den durchschnittlichen Heizgradtagen der Gasjahre 2011 bis 2018 normiert (siehe Diagramm 2), so ergibt sich ein anderes Bild. Es ist keine signifikante Änderung des Verbrauches feststellbar. Der Verbrauch schwankt annähernd auf demselben Niveau ohne dass ein eindeutiger Trend festgestellt werden kann.

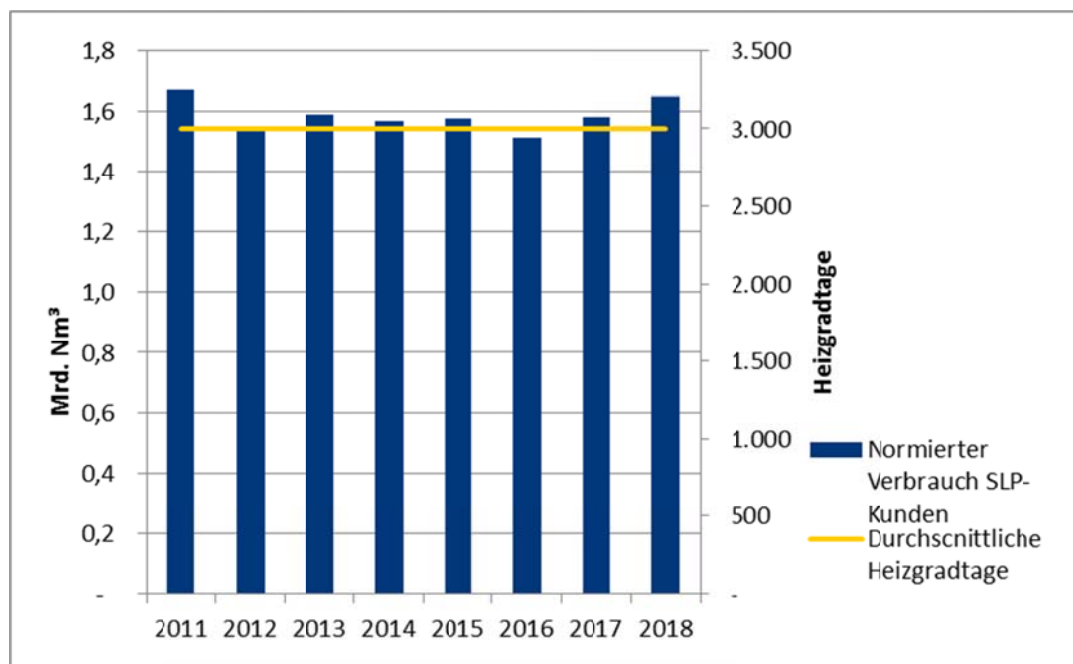
Diagramm 1: Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018



Quelle: AGGM, 2018

Die Erklärung zu Diagramm 1 ist trivial. In Jahren mit längeren und stärkeren Kälteperioden wird tendenziell mehr Heizgas benötigt als in Jahren mit einem wärmeren Winter. Aus Diagramm 2 kann abgeleitet werden, dass es keine signifikante Nutzungsänderung der bestehenden SLP Kunden im Marktgebiet Ost gibt. Im Gasjahr 2018 war der absolute Gasverbrauch der SLP Kunden durchschnittlich, der Gasverbrauch im Verhältnis zu den Heizgradtagen leicht überdurchschnittlich. Diese Erkenntnis wurde bei der Erstellung der Absatzprognose berücksichtigt.

Diagramm 2: Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018

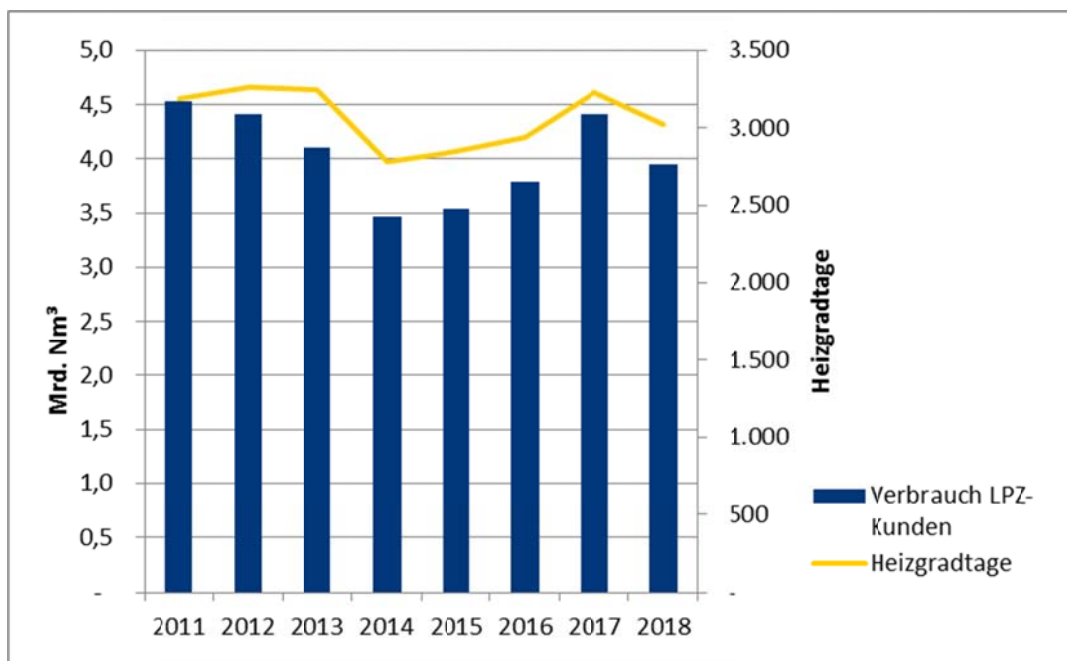


Quelle: AGGM, 2018

2.3.1.5 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der lastprofilgemessenen Kunden

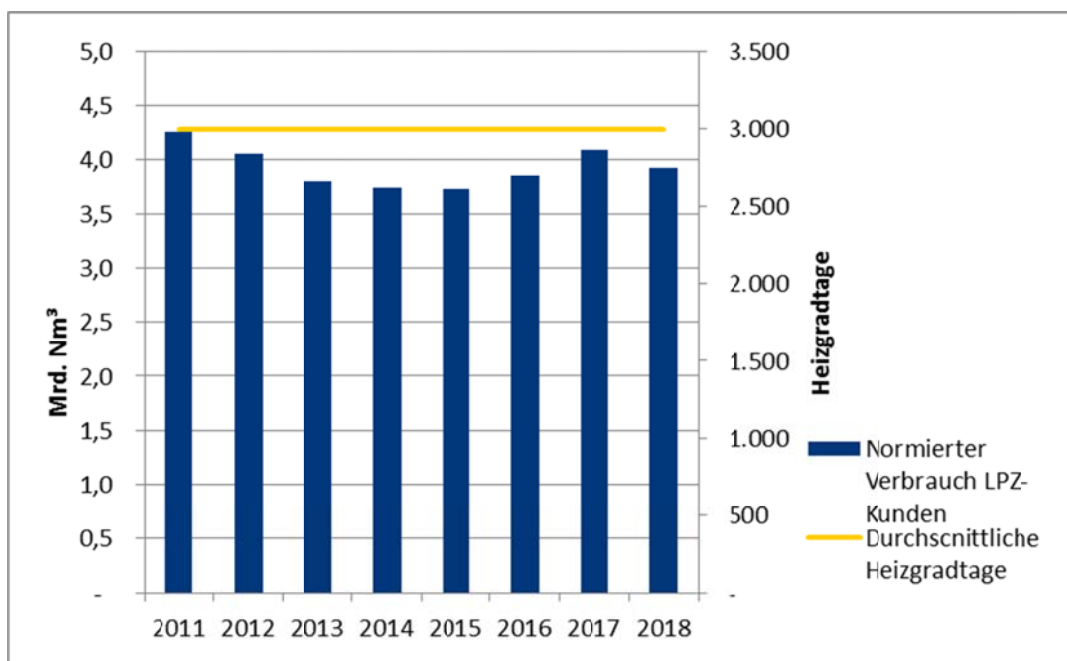
In Diagramm 3 sind der absolute Verbrauch und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2018 dargestellt. Auffallend ist die Reduktion des Gesamtabsatzes seit dem Jahr 2011 und der Wiederanstieg im Jahr 2015. Im Gasjahr 2018 war der Gasabsatz durchschnittlich. In Diagramm 4 sind die durchschnittlichen Heizgradtage und der spezifische Verbrauch der LPZ Kunden dargestellt. Ersichtlich ist, dass die LPZ Kunden deutlich weniger mit der Temperatur korrelieren als die SLP Kunden. Die Reduktion und der Wiederanstieg des Gasabsatzes der LPZ Kunden ist vor allem auf den Gaskraftwerkseinsatz und auf Konjunkturreffekte zurückzuführen.

Diagramm 3: Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018



Quelle: AGGM, 2018

Diagramm 4: Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018



Quelle: AGGM, 2018

2.3.1.6 Definition der Absatzszenarien

Um einen besseren Überblick über die möglichen Absatz Entwicklungspfade zu erhalten werden wie seit der Langfristigen Planung 2014 mehrere Absatzszenarien erstellt. Ein weiterer Grund ist die divergierende Einschätzung der Entwicklung der Gaskraftwerke, zumal die Gaskraftwerke das bei weitem höchste Absatzsteigerungspotential besitzen.

Es wurden drei Absatzszenarien entwickelt:

- ▶ Baseline Szenario
- ▶ Maximal Szenario
- ▶ Minimal Szenario

wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden. Siehe dazu auch Abbildung 1.

Abbildung 1: Darstellung der Absatzszenarien

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2018	Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe
Entwicklung der sonstigen Endkunden	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen.	Baseline Szenario	Maximal Szenario
	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.	Minimal Szenario	

Quelle: AGGM, 2018

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 6/2018“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2019 bis 2028 keine weiteren zusätzlichen Gaskraftwerke errichtet werden. Die Kraftwerksleistungen werden entsprechend den derzeit vorgehaltenen Leistungen angesetzt.
- „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ berücksichtigt alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen, obwohl die Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Strom ergeben hat, dass bei der Stromproduktion keine zusätzlichen gasbetriebenen Gaskraftwerke berücksichtigt sind.

Entwicklung der sonstigen Endkunden

Unter sonstige Endkunden werden in diesem Zusammenhang alle Endkunden ohne Gaskraftwerksanlagen verstanden. Für die sonstigen Endkunden werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. In der Absatzprognose werden die von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs als auch hinsichtlich des Jahresverbrauchs berücksichtigt. Für die Bestandskunden wird sowohl bei der maximalen in Anspruch genommenen Leistung als auch beim Jahresverbrauch die Struktur des Jahres 2012 zugrunde gelegt. Das Jahr 2012 wurde deshalb gewählt, da in diesem Jahr der maximale historische Leistungsbedarf bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch aufgetreten ist.
- „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“ In der Absatzprognose werden die von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs als auch hinsichtlich des Jahresverbrauchs berücksichtigt. Für die Bestandskunden wird sowohl bei der maximalen in Anspruch genommenen Leistung als auch beim Jahresverbrauch ein Rückgang im Ausmaß von 1,5% pa unterstellt. Der Rückgang von 1,5% pa entspricht der nationalen Zielvorgabe bei der Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie.

Baseline Szenario

Das Baseline Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2018“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. Das Baseline Szenario stellt aus heutiger Sicht das wahrscheinlichste Absatzszenario dar.

Maximal Szenario

Das Maximal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. In diesem Szenario werden alle von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Bedarfe berücksichtigt.

Minimal Szenario

Das Minimal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2018“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“. Dieses Szenario berücksichtigt die vollständige nationale Zielerreichung aus der EU Energieeffizienzrichtlinie, wobei unterstellt wird, dass die angepeilten Einsparungen über alle Energieträger gleich verteilt sind.

2.3.1.7 Absatzszenarien der LFP 2018, maximal mögliche Stundenleistung und Jahresabsatz

Marktgebiet Ost

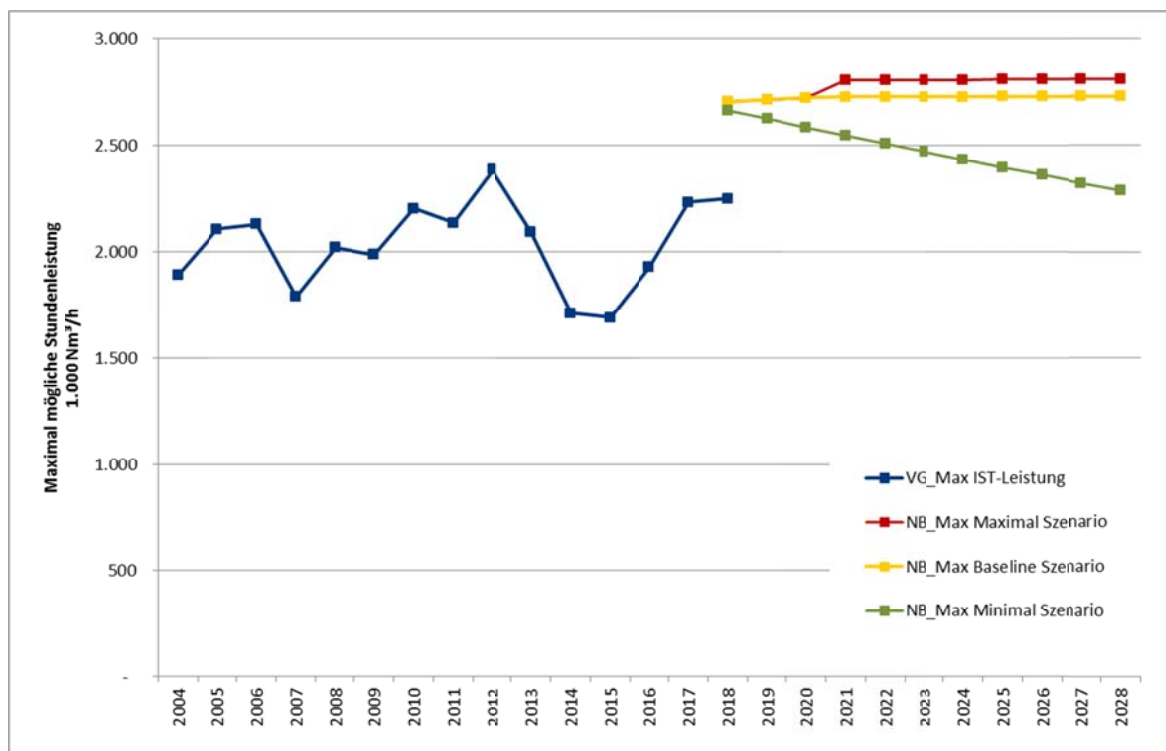
Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen. D.h. die Infrastruktur muss so ausgelegt sein, dass die maximal mögliche Stundenleistung sicher transportiert werden kann.

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Februar 2018 (Clearingwerte: 2.249 kNm³/h) verzeichnet. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2018 herangezogen.

In Diagramm 5 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2028 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in Diagramm 5 dargestellte IST Leistung und die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung beruhen auf unterschiedlichen methodischen Betrachtungen. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historische gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergebiet (VG_MAX). Bei der zukünftigen maximal möglichen Stundenleistung wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB_MAX).

Diagramm 5: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2018

Der Unterschied zwischen dem IST VG_MAX und NB_MAX beträgt ca. 7 %, wobei zu beobachten ist, dass die Absatz-Maxima der einzelnen Netzbereiche nur wenige Stunden nacheinander auftreten.

Für die hydraulischen Berechnungen zur Netzauslegung über das gesamte Verteilernetz wird der NB_MAX Wert der maximal möglichen Stundenleistung herangezogen.

In der LFP 2018 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximalszenario nahe am Baselineszenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der LFP 2018 im Maximalszenario nur noch ein zusätzliches Gaskraftwerk berücksichtigt wird.

In Summe gehen die Netzbetreiber von einer stagnierenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten 10 Jahren aus.

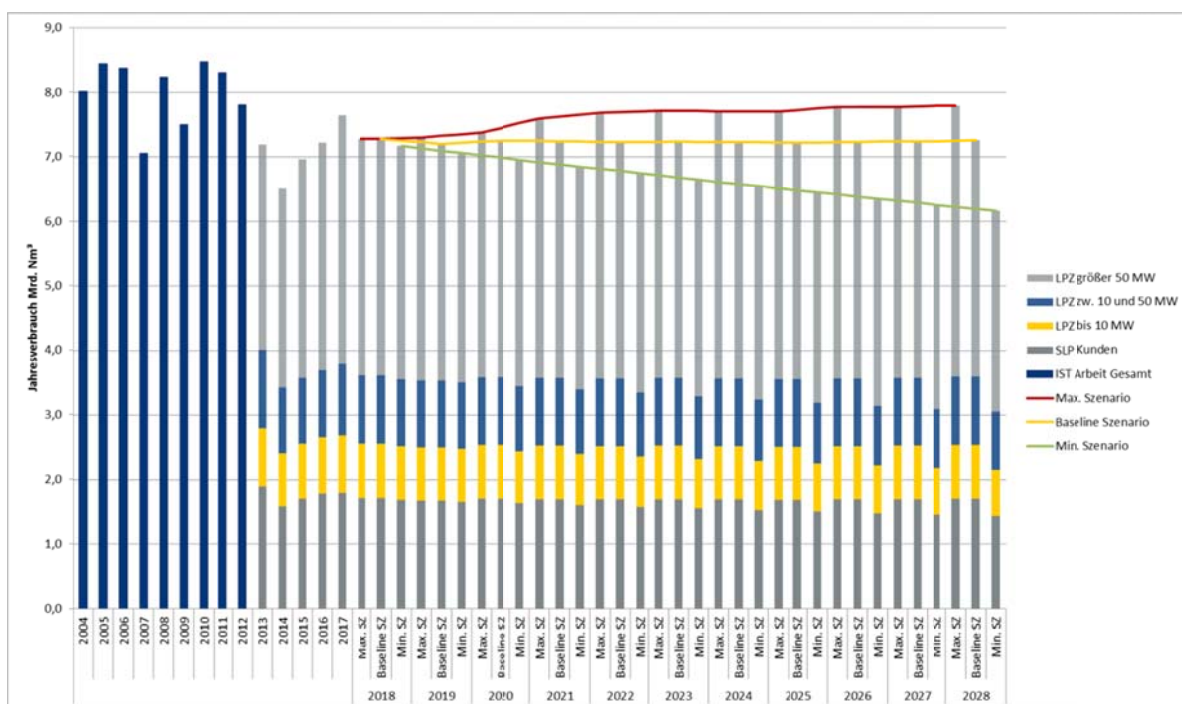
In Diagramm 6 ist der IST Jahresverbrauch (Arbeit) und die Entwicklung des Jahresverbrauches für die drei definierten Szenarien im Vergleich dargestellt, wobei die Entwicklung des Jahresverbrauches in 4 Kundensegmente unterteilt ist. Die Linien (rot, gelb, grün) im Hintergrund des Diagramms zeigen die Entwicklungspfade der drei definierten Absatzszenarien. Als Ausgangsbasis für den Jahresverbrauch wird der Durchschnitt des Jahresverbrauches der letzten drei Jahre herangezogen. Die Ausgangsbasis liegt für die LFP 2018 bei einem Jahresabsatz von 7,3 Mio. Nm³/h.

Im Baseline Szenario wird der Jahresverbrauch in etwa gleich bleiben. Im Maximal Szenario wird der Jahresverbrauch steigen, wohingegen im Minimalszenario der Jahresverbrauch sinken wird.

Um die Übersicht zu wahren ist in Diagramm 7 bis Diagramm 9 der IST Jahresverbrauch und die Prognose des Jahresverbrauches je Szenario separat dargestellt.

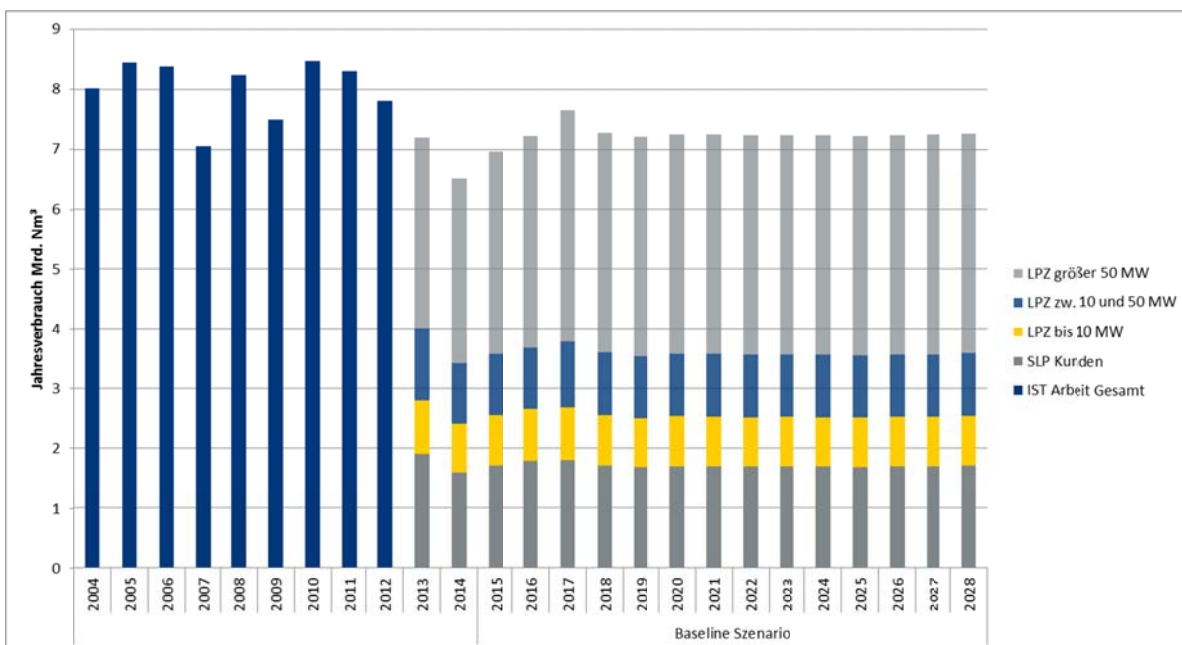
Im Diagramm 10 ist der IST Jahresverbrauch und die Prognose der Jahresverbrauches separat für die Kraftwerke für die drei Szenarien im Vergleich dargestellt.

Diagramm 6: Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



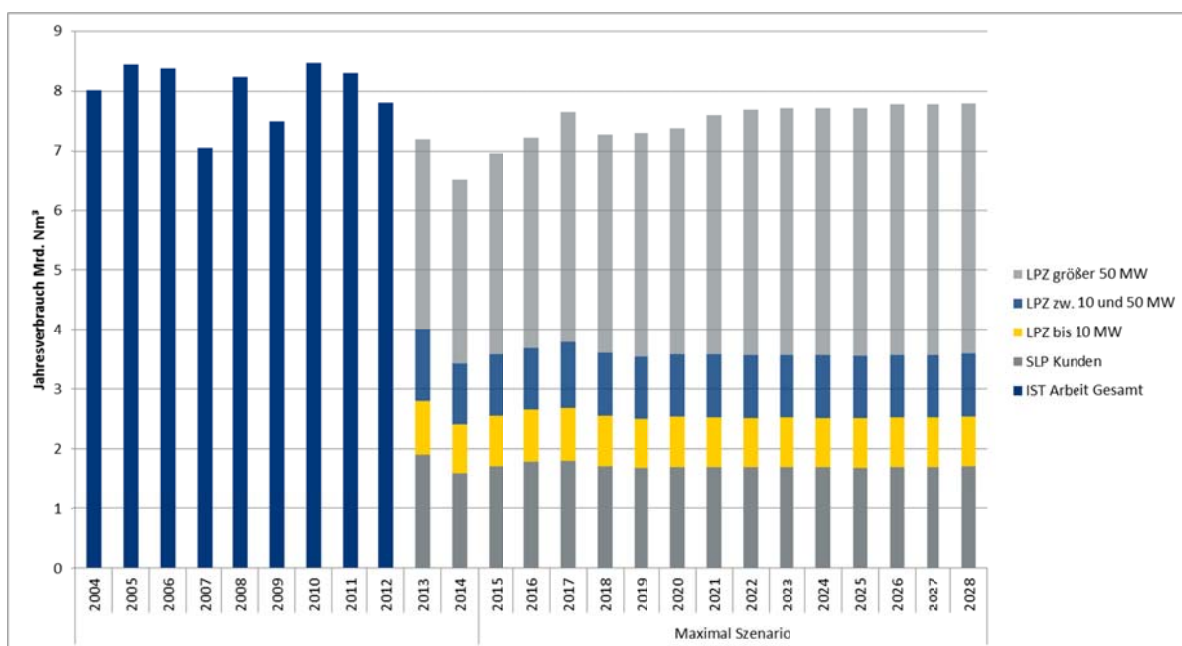
Quelle: AGGM, 2018

Diagramm 7: Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



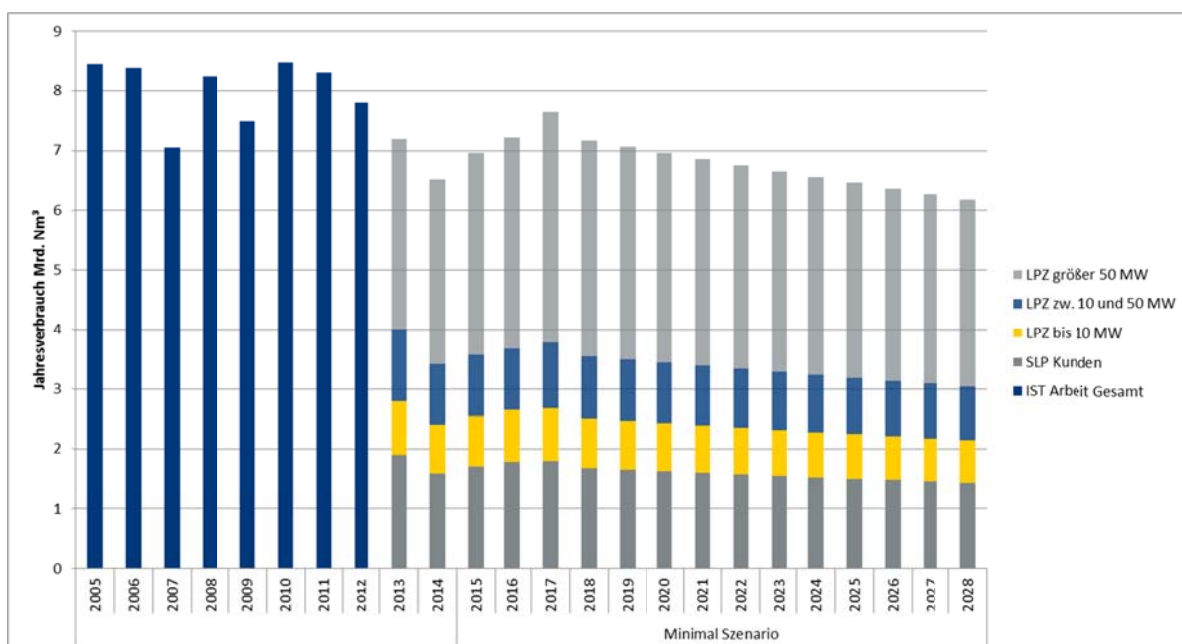
Quelle: AGGM, 2018

Diagramm 8: Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



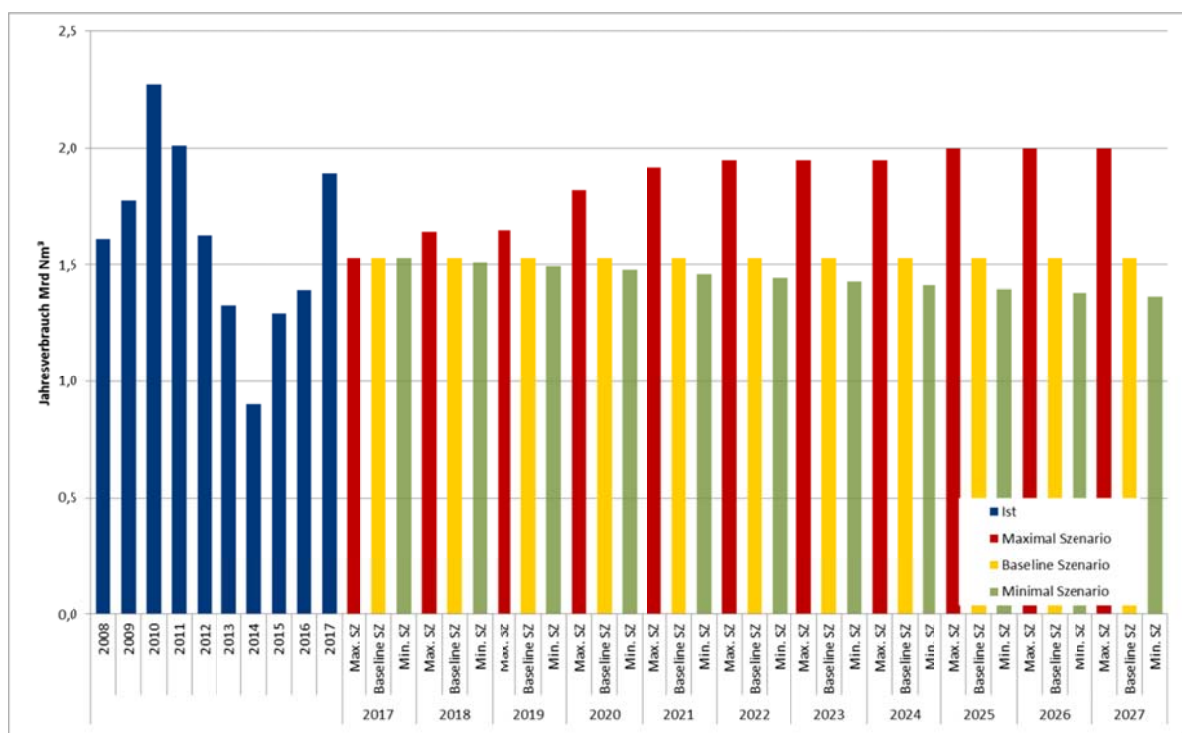
Quelle: AGGM, 2018

Diagramm 9: Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2018

Diagramm 10: Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2018

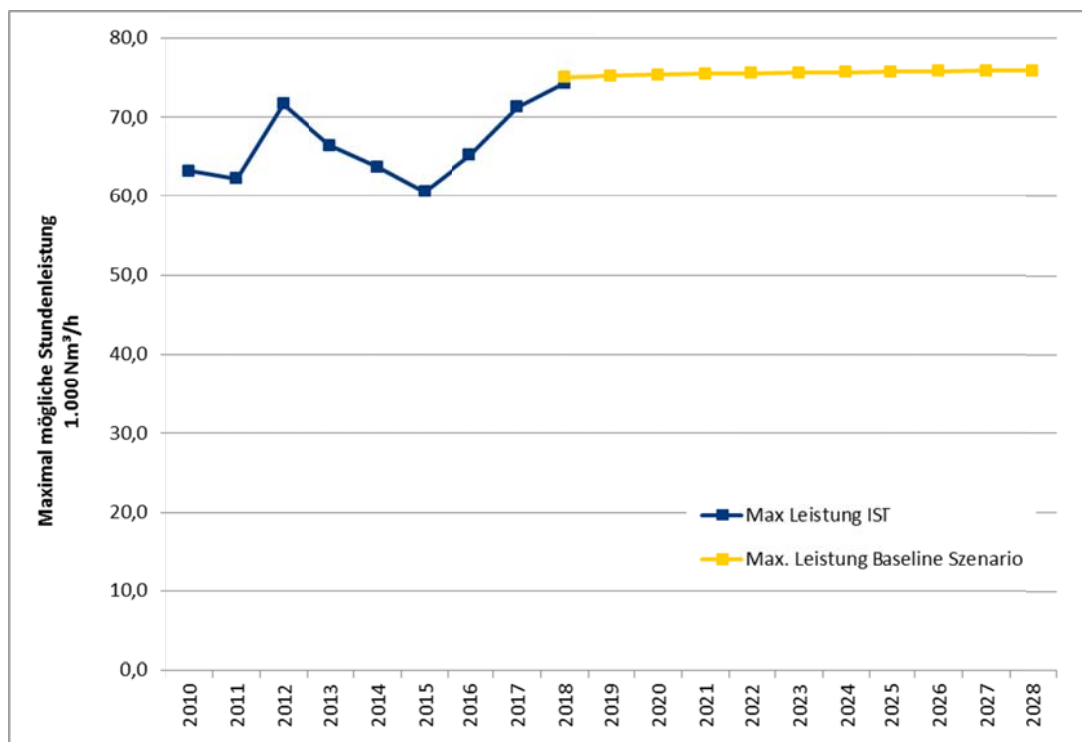
Marktgebiet Vorarlberg

Ende Februar 2018 wurde der höchste Endkundenabsatz im Marktgebiet Vorarlberg in der Höhe von ca. 74.000 Nm³/h gemessen. Dieser Wert entspricht dem historischen maximalen Absatz aus dem Jahr 2012 unter Berücksichtigung der Veränderung der Anschlussleistung und des Gleichzeitigkeitsfaktors. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2018 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 erhöht durch den Saldo der zusätzlichen An- und Abmeldungen unter Beachtung der Gleichzeitigkeit herangezogen.

Die von den Netzbetreibern angegebenen Leistungsveränderungen für die Jahre 2019 bis 2028 gehen von einer leichten kontinuierlichen Steigerung der Anschlussleistung aus, wobei die absoluten Steigerungen mit den Jahren rückläufig ist. Die maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Vorarlberg im Baseline Szenario ist in Diagramm 11 dargestellt.

Das hier dargestellte Absatzszenario gibt einen guten Überblick über die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung in Vorarlberg. Aus der maximal möglichen Stundenleistung darf jedoch nicht direkt auf die erforderliche Einspeisekapazität in das Marktgebiet Vorarlberg geschlossen werden. Obwohl das Linepack des Vorarlberger Leitungsnetzes relativ gering ist, ist der ausgleichende Effekt ausreichend um mit einer geringeren Kapazität Vorarlberg sicher versorgen zu können. Siehe dazu auch Kapitel 4.4.

Diagramm 11: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg



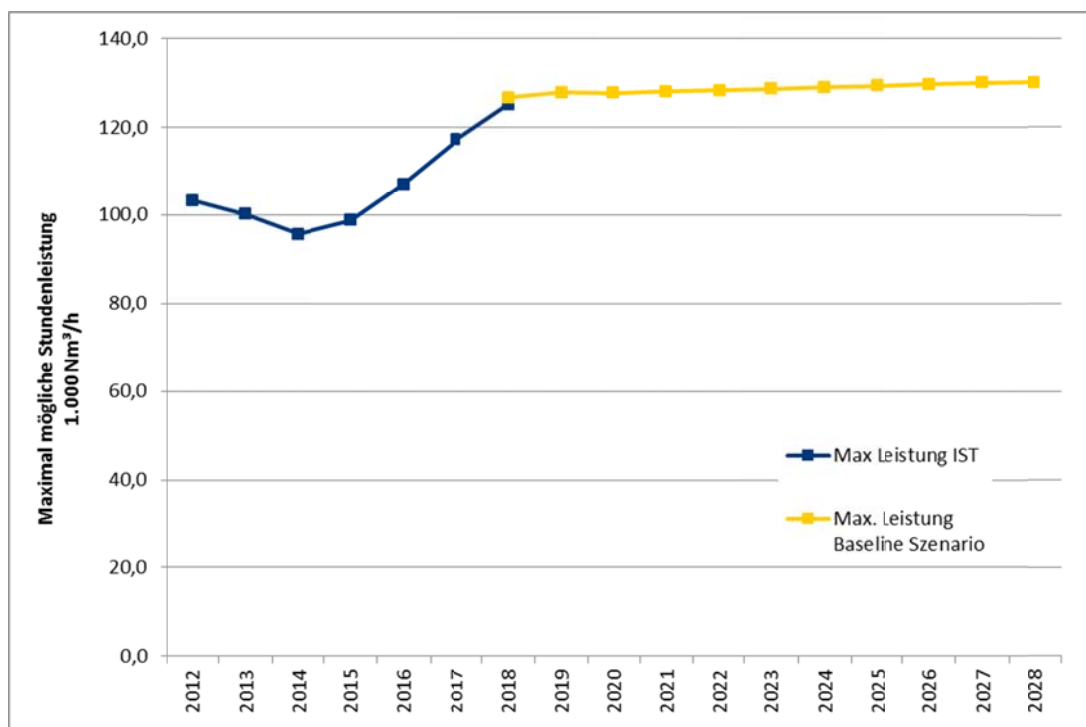
Quelle: AGGM, 2018

Marktgebiet Tirol

Das Marktgebiet Tirol zeigt die höchste Absatzdynamik in Österreich. In Tirol findet noch eine Flächenerschließung statt.

Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 125.200 Nm³/h wurde in Tirol Ende Februar 2018 gemessen. Auch der maximale Tagesabsatz in Tirol war Ende Februar 2018 zu verzeichnen. Im Zeitraum Februar 2012 bis September 2017 ist ein Saldo von Anmeldungen abzüglich Abmeldungen in der Größenordnung von 525.000 kWh/h (ca. 47.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2019 bis 2028 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Diagramm 12: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM, 2018

Im Gasjahr 2017 haben die tatsächlichen Netzzugänge die Erwartungen leicht übertroffen. Auch im Gasjahr 2018 ist mit weiteren Netzzugängen zu rechnen, so dass im Gasjahr 2019 mit einer maximalen möglichen Stundenleistung von ca. 127.800 Nm³/h gerechnet werden muss.

Die Konsequenzen aus den steigenden Absatzdaten sind in Kapitel 4.5 dargestellt.

2.3.2 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

2.3.2.1 Virtuelle Übergabepunkte Fernleitung → Verteilerleitung

Kapazitätsvertrag WAG

Im Zuge der Überführung der Punkt-zu-Punkt Verträge in das Entry-Exit System wurden die alten Punkt-zu-Punkt Verträge in Verträge mit dynamisch zuordenbaren Kapazitäten übergeführt. Durch die Kombination von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten von Baumgarten Richtung Oberkappel und von Oberkappel Richtung Baumgarten ergeben sich an den einzelnen Ausspeisepunkten (quasi) gesicherte und (quasi) unterbrechbare Kapazitäten. In Summe steht dem Verteilergebiet eine Kapazität von 7.014.292 kWh/h DZK zur Verfügung, davon sind 2.323.346 kWh/h (quasi) gesicherte und 4.690.946 kWh/h (quasi) unterbrechbare Kapazität.

Kapazitätsvertrag TAG

Der Kapazitätsvertrag mit der TAG umfasst eine Entry-Kapazität von in Summe 4.034.549 kWh/h FZK, wobei Kapazitätslimits pro Kompressorsektion und pro Abzweigpunkt festgelegt sind.

Kapazitätsvertrag GCA

Bei der GCA wurden sowohl Entry als auch Exit-Kapazitäten kontrahiert. Die Entry-Kapazität (Fernleitung → Verteilergebiet) beträgt 21.422.795 kWh/h FZK. Die Exit-Kapazität (Verteilergebiet → Fernleitung) beträgt 4.028.400 kWh/h FZK.

Kapazitätsvertrag terranets bw

Terranets bw weist für den Grenzübergabepunkt Lindau eine Exit Kapazität von 1.060.000 kWh/h FZK aus.

AGGM hat für das Gasjahr 2019 folgende Kapazitäten gebucht:

- Vom 1.10.2018 bis 31.3.2019 1.060.000 kWh/h FZK
- Vom 1.4.2019 bis 30.9.2019 954.000 kWh/h FZK

AGGM hätte gerne wie in den Jahren davor eine dem Bedarf entsprechende strukturierte Kapazitätsbuchung durchgeführt. Aufgrund von Vorgaben der Bundesnetzagentur war dies jedoch nicht möglich. Siehe dazu Kapitel 4.4.

Kapazitätsvertrag bayernnets

Bayernets weist für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine Exit Kapazität von 965.039 kWh/h FZK aus.

AGGM hat für das Gasjahr 2019 folgende Kapazitäten gebucht:

- Vom 1.10.2018 bis 31.3.2019 965.039 kWh/h FZK
- Vom 1.4.2019 bis 30.9.2019 868.535 kWh/h FZK

Die in den Wintermonaten zusätzlich erforderliche Kapazität (über 965.039 kWh/h FZK hinaus) wird in Form von Übernominierungen beschafft und mittels Lastflusszusage abgesichert. Für die Monate Dezember 2018, Jänner 2019 und Februar 2019 wird eine Lastflusszusage in der Höhe von 190.000 kWh/h beschafft werden.

AGGM hätte gerne wie in den Jahren davor eine dem Bedarf entsprechende strukturierte Kapazitätsbuchung durchgeführt. Aufgrund von Vorgaben der Bundesnetzagentur war dies jedoch nicht möglich. Siehe dazu Kapitel 4.5.

2.3.2.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage Austria GmbH, RAG Energy Storage GmbH, Wiener Erdgasspeicher GmbH, Uniper Energy Storage Austria), die Kapazitätsbuchungen vorgenommen haben. Weitere 2 Speicherunternehmen (astora, GSA LLC) hatten in den Vorjahren Kapazitätserweiterungsanträge gestellt, die zur Verfügung stehende Kapazität jedoch nicht kontrahiert. Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen vor.

Die vorgenommenen Jahresbestellungen und unterjährigen Anpassungen sind in Tabelle 2 im Detail dargestellt. Derzeit (Stichtag 17.7.2018) sind 22.099.513 kWh/h Standardkapazität Entry, 15.086.035 kWh/h Standardkapazität Exit, 555.900 kWh/h unterbrechbare Kapazität Entry und 2.633.100 kWh/h unterbrechbare Kapazität Exit gebucht.

Die Entry Standardkapazität wurde im Vergleich zum Vorjahr (Stichtag 1.5.2017) um 167.000 kWh/h - das sind ca. 0,8% der Gesamtkapazität - erhöht. Die Exit Standardkapazität hat dieselbe Höhe wie im Vorjahr.

Tabelle 2: Speicher, gebuchte Kapazität, Stand 17.7.2018

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Speicher					Kapazität			
Ort	NB	Netzzugangs-berechtigter	EIC	EIC-Alias	SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
gebuchte Kapazität 2018 (Stand 17.7.2018)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOF3-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-IAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					22.099.513	555.900	15.086.035	2.633.100
gebuchte Kapazität 2017 (Stand 1.5.2017)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOF3-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-IAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					21.932.513	555.900	15.086.035	2.633.100
absolute Veränderung 2018 zu 2017								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOF3-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-IAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					167.000	0	0	0
relative Veränderung zu 2017								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV	1,34%			
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOF3-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-IAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					0,8%		0,0%	

Quelle: AGGM, 2018

In Tabelle 3 ist die Prognose der Kapazitätsbedarfe der Speicherunternehmen dargestellt. Alle Kapazitätsbedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden.

Tabelle 3: Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort Speicherunternehmen EIC-Code			Speicher Wien Speicher Wien 25W-SPWIEN- WEG-J	Speicher NÖ OMV Gas Storage Austria 25W-SPNO- OMV-Z	7 Fields Uniper 25W-SP7FZA- EGS-6	Puchkirchen RAG ES 25W-SPPUCHK- RAGA	Friedl/Aigl/Haid RAG ES 25W-SPF-A-I- RACV	Nussdorf/Zagling RAG ES 25W-SPN2- RAGES-Q	Summe
Entry (Speicher --> Verteilernetz)									
Kapazität 2018 gebucht:	SK	[kWh/h]							22.099.513
	UK	[kWh/h]							555.900
Kapazitätsbedarf 2019	SK	[kWh/h]							22.199.913
	UK	[kWh/h]							850.000
Kapazitätsbedarf 2020	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2021	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2022	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2023	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2024	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2025	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2026	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2027	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Kapazitätsbedarf 2028	SK	[kWh/h]							22.599.913
	UK	[kWh/h]							1.300.000
Veränderung STQ zu Kapazitätsbedarf 2028	SK	[kWh/h]							500.400
	UK	[kWh/h]							744.100
Exit (Verteilernetz -> Speicher)									
Kapazität 2018 gebucht:	SK	[kWh/h]							15.087.135
	UK	[kWh/h]							2.633.100
Kapazitätsbedarf 2019	SK	[kWh/h]							17.494.535
	UK	[kWh/h]							850.000
Kapazitätsbedarf 2020	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2021	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2022	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2023	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2024	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2025	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2026	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2027	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Kapazitätsbedarf 2028	SK	[kWh/h]							17.894.535
	UK	[kWh/h]							900.000
Veränderung STQ zu Kapazitätsbedarf 2028	SK	[kWh/h]							2.807.400
	UK	[kWh/h]							-1.733.100

Quelle: Speicherunternehmen, AGGM, 2018

2.3.2.3 Inlandsproduktion

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV E&P Austria und die RAG AG. Die Summe der Kapazitätsbuchungen der Produktionsanlagen beträgt 1.515.099 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 4). Das ist um 168.032 kWh/h Standardkapazität weniger als im Vorjahr (Stichtag 1.5.2016). Die Verringerung beträgt 10%.

Tabelle 4: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 17.7.2018

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Produktion					Kapazität			
					gebuchte Kapazität 2018 (Stand 17.7.2018)	gebuchte Kapazität 2017 (Stand 1.5.2017)	absolute Veränderung 2017 zu 2016	relative Veränderung zu 2016
Ort	NB	Netzzugangs- berechtigter	EIC	EIC-Alias	SK Entry	SK Entry	SK Entry	
					kWh/h	kWh/h	kWh/h	%
virt. Summe	Gas Connect Austria	PSO OMV	25W-PRODNO-OMV-5	PRODNO-PVS-OMV				
virt. Summe	Netz Niederösterreich	PSO OMV	AGGM-PRODEW-OMV	PRODNO-EVN-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	PSO OMV	25W-OMVAUS---1W	PRODTA-NOOE-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	PSO RAG	AGGM-PRODPLC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	PSO RAG	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG				
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	PSO RAG	25W-PRODOO-RAG-1	PRODOO-OOFG-RAG				
virt. Summe	Salzburg Netz	PSO RAG	25W-PRODSBG-RAGE	PRODSBG-SAG-RAG				
virt. Summe	Netz Niederösterreich	PSO RAG	25W-PRODNO-RAG-9	PRODNO-EVN-RAG				
Summe					1.515.099	1.683.131	-168.032	-10%

Quelle: AGGM, 2018

Durch die hohe Priorisierung der Inlandsproduktion bei der Vergabe der Kapazitäten gemäß dem von der ECA genehmigten Berechnungsschema entspricht der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität der nominalen Standardkapazität, somit steht der Inlandsproduktion die gebuchte Standardkapazität uneingeschränkt zur Verfügung. Eine Ausnahme stellt die gebuchte Standardkapazität im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH dar. Der Mindestabsatz im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH ist zeitweise geringer als die gebuchte Einspeisekapazität für Produktionsanlagen, wodurch auch hier ein dynamisch fester Anteil für die gebuchte Standardkapazität errechnet und dem Produktionsunternehmen übermittelt wurde.

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2018 hat die Die OMV E&P Austria einen Rückgang der benötigten Einspeisekapazität bekannt gegeben. [REDACTED]

[BGG].

Auch die RAG AG hat für die Zukunft einen geringeren Kapazitätsbedarf für die Inlandsproduktion angekündigt. [REDACTED]

[REDACTED] [BGG].

2.3.2.4 Biogasproduktion

Derzeit sind in Österreich 14 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 36.649 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 5).

Durch die hohe Priorisierung der Biogasanlagen bei der Vergabe der Kapazitäten gemäß dem von der ECA genehmigten Berechnungsschema entspricht der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität der nominalen Standardkapazität, somit steht den Biogasanlagen die gebuchte Standardkapazität uneingeschränkt zur Verfügung.

Tabelle 5: Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 17.7.2018

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Biogas				Kapazität			
				gebuchte Kapazität 2018 (Stand 17.7.2018)	gebuchte Kapazität 2017 (Stand 1.5.2017)	absolute Veränderung zu 2016	relative Veränderung zu 2016
Ort	NB	EIC	EIC-Alias	SK Entry kWh/h	SK Entry kWh/h	SK Entry kWh/h	%
Asten	Linz Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG				
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVN				
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-OOFG				
Salzburg Bio	Salzburg Netz	25W-BIO-EUGEND-J	BIO-EUGEND-SAG				
Steindorf	Salzburg Netz	25W-BIO-STEIND-H	BIO-STEIND-SAG				
Wr. Neus:adt	Netz Niederösterreich	25W-BIO-WRNEUSTH	BIO-WRNEUST-EVN				
Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE				
St. Margarethen	Netz Niederösterreich	25W-BIO-MARG---9	BIO-MARG-EVN				
Schlitters	TIGAS	13W-BIO-SCHLIT-A	BIO-SCHLITTE-TIG				
Bio Wien	Wiener Netze	25W-BIO-WIEN---R	BIO-WIEN-WFG				
Leoben	STW Leoben	25W-BIO-LEOB---W	BIO-LEOB-GSG				
Zell am See	Salzburg Netz	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG				
Strass	TIGAS	13W-BIO-STRASS-Y	BIO-STRASS-TIG				
Strass	Energienetze Steiermark	25W-BIO-STRASS-P	BIO-STRASS-NGS				
Frastanz	VEN	13W-BIO-FRAST--P	Biogas 11er				
Summe				36.649	36.860	-211	-0,6%

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2018

Geeignete Standorte für Biogasanlagen befinden sich vorzugsweise entlang der Verteilerleitungen der Ebene 2 und Ebene 3 über die Endkunden versorgt werden, deren ganzjährige Mindestabnahme größer ist als die maximale Einspeisekapazität der Biogasanlage.

2.3.2.5 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

An den Grenzübergabepunkten Laa und Freilassing sind derzeit keine Kapazitäten gebucht.

Seit der Implementierung von DIANE (Differenzmengenabwicklung Netzsinseln) ist an den Netzsinseln Simbach, Schärching, Ach und Laufen keine Kapazitätsbuchung mehr seitens der Marktteilnehmer erforderlich. Mit dieser Maßnahme wird der freie Versorgerwechsel auch innerhalb dieser Netzsinseln ermöglicht.

Derzeit wird ein Pilotprojekt für eine implizite Allokation erarbeitet, wobei es auch Ziel ist, die verfügbaren Kapazitäten am Grenzübergabepunkt Freilassing besser zu nutzen.

Das Prinzip der impliziten Allokation ist, dass Verbindungskapazitäten von benachbarten Entry/Exit-Systemen nicht mit einem expliziten Kapazitätsallokationsverfahren vergeben werden, sondern implizit gemeinsam mit Handelsmengen in Spotmärkten von Erdgasbörsen.

Beispiel: Eine Gasverkaufs Börseorder am deutschen NCG Markt wird automatisiert ebenfalls am österreichischen VHP inkl. des erforderlichen Transportentgeltes (Exit NCG + Entry MG Ost) angeboten. Wenn diese Verkaufs Order nachgefragt wird, wird nicht nur das Handelsgeschäft getätigt sondern auch gleichzeitig die erforderliche Transportkapazität kontrahiert und der Transport zum österreichischen VHP ausgelöst, ohne dass für den Käufer ein zusätzlicher administrativer Aufwand erforderlich ist.

Durch die Umsetzung dieses Pilotprojektes könnte der Grenzübergabepunkt Freilassing besser genutzt werden.

2.4 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2017

In Tabelle 6 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2017 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 6: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2017

<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projektträger</i>	<i>geplante Fertigstellung (gem. LFP 2017)</i>	<i>Status</i>
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	9/2017	Fertiggestellt
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	3/2018	in Umsetzung
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz Oberösterreich	11/2018	in Umsetzung
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz Niederösterreich	12/2019	in Umsetzung
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2020	genehmigt
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	Fertiggestellt
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	in Umsetzung
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	in Umsetzung
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2017	in Umsetzung
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	05/2019	in Umsetzung

Quelle: AGGM, 2018

Die Inhalte des Monitorings wurden

- bei Projekten, für die ein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde, aus den Fortschrittsberichten entnommen. Die umsetzenden Netzbetreiber übermitteln quartalsweise einen Fortschrittsbericht, in dem der Umsetzungsstatus dargestellt wird.
- bei Projekten, für die kein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde, aus Informationen auf Grund von Anfragen bei den Netzbetreibern ermittelt.

Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal

Das Projekt ist umgesetzt. Der Probetrieb erfolgte im Dezember 2017, letzte Restarbeiten wurden Mitte 2018 abgeschlossen.

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Aufgrund des Zwischenfalles in Baumgarten im Dezember 2017 wurden relevante Anlagen beschädigt. Dadurch verzögert sich die geplante Fertigstellung auf Ende Q4/2018.

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung und steht unmittelbar vor der Fertigstellung. Aus derzeitiger Sicht kann der geplante Fertigstellungstermin eingehalten werden.

Projekt 2014/1: Leitungssegment: Velm – Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf

Das Projekt 2014/1 Leitungssegment: Velm – Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf ist derzeit in Umsetzung.

Der Bauabschnitt 2 „Übergabestation Wilfleinsdorf“ wurde vorgezogen und ist seit Herbst 2017 in Betrieb. Daraus resultiert eine verbesserte Druck- und Kapazitätssituation im nördlichen Burgenland.

Der Bauabschnitt 1 wurde im Frühjahr 2017 EU weit ausgeschrieben. Die Ausschreibung des Leitungsbauvorhabens erbrachte Plankosten außerhalb der im Bescheid angeführten Bandbreite. Deshalb wurde eine Neuausschreibung für das Frühjahr 2018 festgelegt. An der im Frühjahr 2018 durchgeführten Ausschreibung haben sich mehr Anbieter als in der Ausschreibung im Frühjahr 2017 beteiligt, die Kosten lagen jedoch abermals über den Plankosten. Dieser Sachverhalt wurde der E-Control Austria im Juni 2018 mitgeteilt.

Der geplante Fertigstellungstermin kann mit Dezember 2019 gehalten werden.

Projekt 2016/1: Ersatzinvestition Leitung G00 006

Die Detailplanung des Projektes wurde durchgeführt, dabei wurde das technische Konzept etwas abgeändert. Das Projektziel und der geplante Fertigstellungszeitpunkt bleiben unverändert. Das Projekt wird weitergeführt.

Projekt 2016/2: Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007

Das Projekt wurde 2017 fertiggestellt.

Projekt 2016/3: Ersatzinvestition der Leitung G00 011

Das Projekt 2016/3 Ersatzinvestition der Leitung G00 011 ist derzeit in Umsetzung.

Der erste Bauabschnitt von Laa bis Schletz wurde erfolgreich abgeschlossen.

Der zweite Bauabschnitt von Schletz bis zur Querung Autobahn A5 wird derzeit errichtet.

Ursprünglich war geplant, den 2. Bauabschnitt etwas länger zu Planen.

Als nächster Schritt erfolgt die Detailplanung des 3. Bauabschnittes von Querung Autobahn A5 bis Auersthal.

Aus derzeitiger Sicht wird sich das Gesamtprojekt um 9 Monate verzögern. Die Fertigstellung ist im Dezember 2020 geplant.

Projekt 2016/4: Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020

Das Projekt 2016/4 Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020 ist derzeit in Umsetzung.

Die herausforderndsten Bautätigkeiten wurden bereits umgesetzt:

- Die G00 003 wurde zwischen Rutzendorf und Hubertusdamm ersetzt (ohne Ortsquerung Wittau, Oberhausen).
- Die G00 020 wurde von Mühlleiten bis Hubertusdamm ersetzt.
- Im G00 003 Leitungssegment Hubertusdamm – Mannswörth wurden punktuelle Isolationsschäden behoben und die Molchbarkeit der gesamten Leitung hergestellt.
- Die Querung des Hubertusdammes für die Leitungen G00 003 und G00 020 werden im Q4/2018 umgesetzt.

Die Fertigstellung des Gesamtprojektes verschiebt sich auf 12/2018.

Projekt 2016/5: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Das Projekt 2016/5 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten ist derzeit in Umsetzung. Mitte August 2017 wurde mit den Bauarbeiten begonnen. Im Herbst 2017 wurden die Einbindearbeiten durchgeführt.

Aufgrund des Zwischenfalles in Baumgarten im Dezember 2017 wurden relevante Anlagen beschädigt. Dadurch verzögert sich die geplante Fertigstellung auf 12/2020.

Projekt 2017/1: Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Im letzten Jahr hat ein Redesign des Projektes stattgefunden. Ziel der Neukonzeption war es, im Fall eines erforderlichen Ausblasvorganges eine geringere Methanbelastung zu erzielen.

Der Fertigstellungszeitpunkt hat sich um 7 Monate auf 12/2019 verschoben.

2.5 Leitungsnetz Stand 5/2018

Im Anhang 3 ist eine schematische Karte der Ebene 1 Anlagen der Verteilernetze mit dem Stand 5/2018 dargestellt, in der die Netzkoppelungspunkte zu den vorgelagerten österreichischen und deutschen Fernleitungen kenntlich gemacht sind.

Eine Liste der Netzkoppelungspunkte und deren technische Kapazitäten befindet sich in *Anhang 4 [BGG]*.

AGGM hat alle Ebene 1 Verteilerleitungsnetzbetreiber ersucht alle Ebene 1 Infrastrukturelemente (Leitungen, Stationen, Teile von Stationen, Verdichter, etc.) die aufgrund ihres technischen Zustandes im Planungszeitraum 2019 bis 2028 oder bereits früher außer Betrieb genommen werden müssen, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen bekannt zu geben, sofern dies derzeit absehbar ist.

Für den Fall, dass Infrastrukturelemente außer Betrieb genommen werden müssen, prüft AGGM im Kontext des gesamten Verteilergebietes ob und wenn ja in welcher Dimensionierung diese Infrastrukturelemente ersetzt werden müssen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden gemeinsam mit den Netzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt und in der Langfristigen Planung eingereicht. Nach Absprache mit der E-Control Austria müssen Ersatzinvestitionen, die nicht redimensioniert werden und deren Investitionskosten nicht höher als 0,5 Mio. Euro sind, nicht in der Langfristigen Planung als Projekt abgebildet werden.

In Tabelle 7 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Tabelle 7: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2019 bis 2028 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Netzbetreiber	Infrastrukturelement	Datum Außerbetriebnahme der bestehenden Infrastruktur	Nähere Beschreibung
GCA	G00 006: Aderklaa – Deutsch Wagram	2020	Kapitel 4.8
GCA	G00 011: Auersthal – Laa	2019	Kapitel 4.9
GCA	G00 020: Baumgarten - Rutzendorf	Nach 2027	Kapitel 4.10
GCA	G00 020: Rutzendorf - Mühleiten	Nach 2027	Kapitel 4.10
GCA	G00 020: Barbarabrücke – A4 Querung (ca. 1,3 km)	ca. 2020	Kapitel 4.10
Netz NÖ	West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	2025	Kapitel 4.14
Netz NÖ	MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	2021	Kapitel 4.16

Quelle: AGGM; 2018

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2019 bis 2028 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 0,5 Mio. Euro) durchgeführt werden.

In der LFP 2017 wurde seitens Netz OÖ eine Vorschau auf mögliche Ersatzinvestitionen in den gebirgigen Abschnitten der HDL 038 Krift – Pyhrn bekanntgegeben. Nach nähern Untersuchungen hat sich jedoch herausgestellt, dass aus heutiger Sicht keine Ersatzinvestitionen erforderlich sein werden.

an den Grenzübergabepunkten nicht länderübergreifend betrachtet wurden und bei den Speichern die Kapazität bei 100% Arbeitsgasvolumen angesetzt wurde.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt es keine Fernleitungen und daher ist diese Bestimmung nicht anwendbar.

Beschreibung und Begründung zu den Parametern

Berechnetes Gebiet:

Entsprechend den Festlegungen im nationalen österreichischen Präventionsplan (Version 3, Dezember 2016) wird der Infrastrukturstandard für das österreichische Marktgebiet Ost errechnet.

" D_{\max} " gesamte tägliche Gasnachfrage:

VO (EU) 2017/1938 Anhang II (2) definiert den Parameter „ D_{\max} “, wobei in VO (EU) 2017/1938 Artikel 5 der Zusatz bezüglich der Berücksichtigung der Entwicklung beim Erdgasverbrauch und der langfristigen Auswirkungen der Energieeffizienzmaßnahmen getroffen wird.

Die bis dato maximale historische tägliche Gasnachfrage trat im Februar 2012 auf. Am Gastag 10.2.2012 wurden im MG Ost 51,9 Mio. Nm³ abgesetzt. In den stromerzeugenden Kraftwerken wurden an diesem Tag 16,38 Mio. Nm³ verbraucht. Der maximale historische Tages-Kraftwerksabsatz beträgt 17,35 Mio. Nm³. Bei einer entsprechenden Strom Bedarfssituation ist daher ein maximaler Tagesabsatz von 52,9 Mio. Nm³ möglich.

Die Langfristige Planung 2018 beschreibt 3 Absatzszenarien. Das minimal Szenario, das Baseline Szenario und das maximal Szenario, wobei dem Baseline Szenario die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird. Das minimal Szenario geht von einer aliquoten Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie aus (Die Energieeinsparungen erfolgen bei allen Primärenergieträgern gleichermaßen). Wie in Kapitel 2.3.1.4 und Kapitel 2.3.1.5. der Langfristigen Planung 2018 gezeigt, ist jedoch kein eindeutiger Trend zur Verringerung des Gasabsatzes erkennbar.

Für die Ermittlung von D_{\max} wird daher das Baseline Szenario der LFP 2018 zugrunde gelegt und ebenfalls der 10jährige Planungszeitraum (2019-2028) übernommen. Das Baseline Szenario geht von einer geringfügigen Steigerung der maximal möglichen Stundenleistung bis zum Jahr 2028 aus. Entsprechend dieser geringfügigen Steigerung der maximalen Stundenleistung ist eine gesamte tägliche Gasnachfrage von 52, 4 Mio. Nm³ im Jahr 2028 möglich und wird daher in der Berechnung des Infrastrukturstandards für D_{\max} eingesetzt.

Dieser Wert ist durchaus realistisch, da der Wert unter dem maximalen historischen Gasabsatz der Endkunden bei maximalen historischem Kraftwerksabsatz liegt.

"EP_m" Technische Kapazität von Einspeisepunkten

In der VO (EU) 2017/1938 wird technische Kapazität näher definiert indem auf VO (EU) 715/2009 verwiesen wird. Als technische Kapazität wird hier feste Kapazität definiert. In der Definition von technischer Kapazität ist ebenfalls von „unter Berücksichtigung der Netzintegrität“ die Rede, dies lässt den Schluss zu, dass jeweils der kleinere Wert aus Entry und Exit Kapazität an einem Netzkopplungspunkt anzusetzen ist.

In Artikel 5 Absatz 1 der neuen VO wird angeführt, dass für die Erfüllung des Infrastrukturstandards auch die Nutzungsraten der bestehenden Infrastruktur zu berücksichtigen sind. Dies weist ebenfalls darauf hin, dass die tatsächlich nutzbaren Kapazitäten zu berücksichtigen sind, weshalb bei Grenzkopplungspunkten die oben beschriebene Vorgangsweise gewählt wurde.

Für den Einspeisepunkt Baumgarten, wird der kleinere Wert der technischen Kapazität aus Exit Slowakei und Entry Österreich angesetzt. Die eustream weist eine technische Exit Kapazität von 140,34 Mio. Nm³/d aus (Quelle: <https://transparency.entsog.eu/>). Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber GCA GmbH und TAG GmbH weisen in Summe eine technische Entry Kapazität von 206,07 Mio. Nm³/d aus. Für die neue Berechnung wird wie zuvor ausgeführt der kleinere Wert angesetzt, was technisch durchaus nachvollziehbar ist, da die höhere Entry Kapazität in Österreich nicht vollständig genutzt werden kann.

Oberkappel und Überackern werden konkurrenzierend vermarktet, d.h. dass entweder die Entry Kapazität in Oberkappel oder in Überackern genutzt werden kann. Die Summe der Entry Kapazitäten aus dem MG NCG ist größer als die technische Ableitekapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten. Wenn das Gas zu den Endkunden im MG Ost transportiert werden soll, ist die Ableitekapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten der limitierende Faktor. Daher wird für die Einspeisepunkte Oberkappel und Überackern inkl. Speicher 7 Fields die maximale Ableitekapazität der WAG angesetzt. Daher sind die oben eingetragenen 21,95 Mio. Nm³/d anzusetzen.

In Arnoldstein weist TAG GmbH eine Kapazität von 1.552.960 Nm³/h DZK (Erfüllungspunkt Weitendorf) aus. SNAM weist eine firm Exit Kapazität von 723.325 Nm³/h [Quelle: *ENTSOG transparency platform*] konkurrenzierend zwischen Exit Tarvisio und Exit Passo Gries (Grenzpunkt IT – CH) aus.

Da auf österreichischer Seite derzeit keine FZK Kapazität ausgewiesen ist, besteht kein Einspeisepotential zum virtuellen Handelpunkt gemäß Berechnungssystematik. Anzumerken ist jedoch, dass in einem Notfallszenario die zur Verfügung stehende DZK bis Weitendorf genutzt werden könnte. Nachdem die Projekte aus dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 TAG 2016/01 TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf und GCA 2015/10 Entry Arnoldstein umgesetzt sind (laut aktueller Planung Ende 2019), wird TAG GmbH eine FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Entry Arnoldstein ausweisen. Ab diesem Zeitpunkt ist dann in Arnoldstein ein entsprechendes Einspeisepotential in der N-1 Berechnung zu berücksichtigen. Dies wird sich positiv auf den N-1 Faktor auswirken.

Freilassing & Laa an der Thaya: An den Grenzübergabepunkten im Verteilerg Gebiet, Freilassing und Laa/Thaya, wird die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

"P_m" Maximale Technische Produktionskapazität

Für die maximale technische Produktionskapazität wurde die gebuchte Standardkapazität angesetzt. Die tatsächlich eingespeiste maximale Stundenleistung aus dem GJ 2018 erreicht die Höhe der gebuchten Standardkapazität (in Summe 3,22 Mio. Nm³/d).

"S_m": Maximale technische Ausspeisekapazitäten

In der VO 2017/1938 gibt es mehrere Hinweise, die eine Berücksichtigung des Speicherstandes bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität fordert.

Für das MG Ost wird angenommen, dass der kälteste Tag bis maximal Ende Februar auftreten kann. Die Speicherfüllstände der österreichischen Speicher lagen in den Jahren 2014 bis 2017 mit Stichtag Ende Februar bei 22% bis 38%. Bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität wird ein Durchschnittswert von 30% Speicherfüllstand angenommen. Dieser Prozentsatz ist auch in den Vorgaben der neuen SoS VO angegeben. Da sich die Entnahmeleistung in Abhängigkeit des Füllstandes ändert, ist dieser Umstand bei der Berechnung des N-1 Wertes zu berücksichtigen. Für jeden Speicher wurde die publizierte Ausspeisekurve angesetzt. Aus den so zur Anwendung gelangenden Angaben ergibt sich der oben angeführte Wert von in Summe 42,04 Mio. Nm³/d.

Bei der Ausspeisekapazität wird die gesamte technische Ausspeisekapazität herangezogen und nicht nur die vermarktete Ausspeisekapazität.

Das Ansetzen eines geringeren Speicherstandes erscheint nicht zweckmäßig, da bei der Speicherbewirtschaftung danach zu streben ist, ein Mindestmaß an Arbeitsgasvolumen und somit die Ausspeicherrate möglichst bis Ende der Winterperiode zu erhalten.

"LNG_m": Maximale technische Kapazität der LNG-Anlagen

Hat keine Relevanz für Österreich

"I_m": Bezeichnet die technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur

Das ist für das MG Ost Baumgarten, daher wird dieser Wert bei der Berechnung des Infrastrukturstandards entsprechend abgezogen.

3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall

Die Planungsnullfallergebnisse sind die Ergebnisse aus der hydraulischen Berechnung, wobei für das jeweils betrachtete Jahr die Daten aus dem Absatz- bzw. Bezugsmodell mit dem Planungsnullfallnetz simuliert werden. Wenn in der hydraulischen Berechnung alle Druckzusagen eingehalten werden können, liegt kein Engpass vor. Das Planungsnullfallnetz ist das derzeit verfügbare Verteilernetz inkl. der Projekte (zum jeweiligen Fertigstellungsgrad) für die ein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde. Projekte, für die kein Netzausbauvertrag erforderlich ist (keine Ausbauschwelle) werden ebenfalls mit dem jeweiligen Fertigstellungsgrad berücksichtigt.

3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2019

Alle für das Jahr 2019 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden.

Die derzeit an das Netz angeschlossenen Endkunden können jederzeit versorgt werden. Die folgenden aufgeführten Kapazitätsengpässe beziehen sich auf zusätzlich erforderliche Kapazitäten.

Kapazitätsengpassbereich Wilfleinsdorf

Durch die schwache Dimension der Leitung Mitterndorf – Wilfleinsdorf kommt es bei niederen Temperaturen an der Übergabestelle Wilfleinsdorf zu kritischen Drucksituationen. In der Kälteperiode Ende Februar 2018 kam es zu sehr hohen Gasflüssen an der Übergabestelle Wilfleinsdorf, da vor allem die Glashäuser im Burgenland einen sehr hohen Gasbedarf hatten. Durch die hohe Durchflussmenge kam es in der Leitung Mitterndorf – Wilfleinsdorf zu einem sehr hohen Druckabfall. Der vereinbarte Mindestdruck wurde – ohne Auswirkung auf die Endkundenversorgung – kurzfristig verletzt.

Die Übergabestation Wilfleinsdorf ist der kritischste Druckpunkt im Südsystem und schränkt die Gasflussteuerung in der Flexibilität ein. Die Leitung Mitterndorf – Wilfleinsdorf stellt somit einen Engpassbereich dar. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung werden in Kapitel 4.3 beschrieben.

Kapazitätsengpassbereich Tirol

Die maximale buchbare feste Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten ist für die Versorgung der derzeitigen Netzkunden in Tirol nicht ausreichend. Um eine weitere Entwicklung und Deckung des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche Einspeisekapazität für Tirol zu beschaffen. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.5.

Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergebiet → Fernleitung

Im Winter 2014/2015 kam es sowohl im hydraulischen Cluster West als auch im hydraulischen Cluster Ost zu Beschränkungen der Speicher Entry Nominierungen.

Der Engpass zwischen Verteilergebiet und Fernleitung ist aufgrund zu geringer Kapazität zwischen diesen beiden Systemen aufgetreten. Derzeit steht eine kontrahierte Kapazität von ca. 360.000 Nm³/h FZK vom Verteilergebiet in das Fernleitungssystem zur Verfügung. Diese

Kapazität war aufgrund von hohen Speicher Entry Nominierungen nicht ausreichend. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.7.

Es ist jedenfalls festzuhalten, dass aufgrund der Kapazitätsengpässe für Speichertransporte in keinem Fall die Versorgung der Endkunden gefährdet war. Ganz im Gegenteil, das Verteilergebiet war mit Gas überliefert, da es nicht mehr möglich war das Gas Richtung Fernleitungssystem abtransportieren zu können. Alle Endkunden konnten stets mit den vereinbarten Gasmengen und Drücken versorgt werden.

3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2020 bis 2028

Weitere als im vorigen Kapitel beschriebene Kapazitätsengpassbereiche wurden für die Jahre 2020 bis 2028 nicht festgestellt.

Für die zeitgerechte Kapazitätsbereitstellung ist es unabdingbar, dass die Betreiber der Absatzprojekte / Speicherunternehmen rechtzeitig einen Kapazitätserweiterungsvertrag abschließen, damit die erforderlichen Infrastrukturausbauprojekte zeitgerecht gestartet werden können.

3.3 Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher

Wie bereit in Kapitel 3.1 festgehalten, können alle Endkunden bei Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen, egal welches Absatzszenario zugrunde gelegt wird, versorgt werden. Die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit für die Absatzprognose wird dem Baseline Szenario zugerechnet.

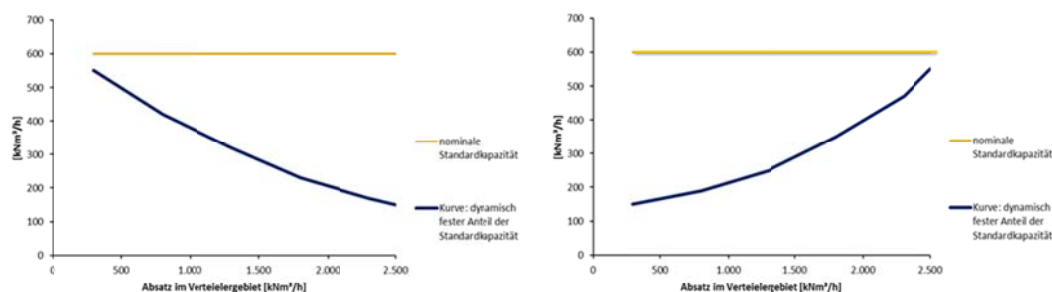
Tritt hingegen das in der Absatzprognose definierte Maximal Szenario oder das Minimal Szenario ein, so hat dies Konsequenzen für die Speicherunternehmen. Die Konsequenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

Tritt das Maximal Szenario ein, so ist grundsätzlich von einem ganzjährig höheren Absatz auszugehen. Für die Einspeicherkapazitäten (EXIT Speicher) hat dies zur Folge, dass der in Abhängigkeit des Absatzes im Verteilergesamt sich ergebende dynamisch feste Anteil der Standardkapazität geringer ist. Wohingegen bei der Ausspeicherkapazität der dynamisch feste Anteil höher sein wird.

Tritt das Minimal Szenario der Absatzprognose ein, so ergeben sich genau die gegenteiligen Effekte.

Als Konsequenz aus diesen Zusammenhängen kann abgeleitet werden, dass die Absatzentwicklung ebenfalls Auswirkungen auf die nutzbare Speicherkapazität hat.

Abbildung 2: Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher



Absatzszenario	Einspeichern / Exit	Ausspeichern / Entry
Maximal Szenario	Höhere Wahrscheinlichkeit eines geringeren dynamisch festen Anteiles	Höhere Wahrscheinlichkeit eines höheren dynamisch festen Anteiles
Minimal Szenario	Höhere Wahrscheinlichkeit eines höheren dynamisch festen Anteiles	Höhere Wahrscheinlichkeit eines geringeren dynamisch festen Anteiles

Quelle: AGGM, 2015

4 Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite

4.1 Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass - Projekt – Projektbegründung

Zum Zweck der leichten Lesbarkeit des Berichtes wurde in Tabelle 9 für jedes Projekt der Langfristigen Planung 2018 das entsprechende Kapitel zugeordnet, in dem die Begründung für dieses Projekt zu finden ist.

Tabelle 9: Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung

Kapazitätsengpass	Erforderliches Projekt	Begründung
Kapazitätsengpassbereich Wilfleinsdorf	2014/01: Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Kapitel 4.3: Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf
Kapazitätsengpassbereich Tirol		Kapitel 4.5: Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergbiet → Fernleitung	2012/03: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten 2012/05: Druckerhebung Oberösterreich	Kapitel 4.7: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
Projekte zur Optimierung der Gasflusssteuerung	2018/02: Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Kapitel 4.14: Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung
Ersatzinvestitionsprojekte	2016/01: Ersatzinvestition Leitung G00 006	Kapitel 4.8: Ersatzinvestition Leitung G00 006
	2016/03: Ersatzinvestition der Leitung G00 011	Kapitel 4.9: Ersatzinvestition Leitung G00 011
	2016/04: Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	Kapitel 4.10: Ersatzinvestition G00 003 und G00 020
	2016/05: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	Kapitel 4.11: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten
	2017/1: KS Auersthal Errichtung zentrales Ausblasesystem	Kapitel 4.13: Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems
	2018/01: Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergbiet)	Kapitel 4.17: Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall
	2018/03: Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Kapitel 4.14: Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung
	2018/04: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Kapitel 4.16: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein

Quelle: AGGM, 2018

4.2 Kapazitätserweiterungsanträge

Gemäß §33 (2) GWG 2011 hat jeder Netzzugangsberechtigte die Möglichkeit im Falle der Verweigerung des Netzzuganges einen Kapazitätserweiterungsantrag zu stellen. Der diesem Antrag zugrunde liegende Kapazitätsbedarf ist bei der Erstellung der Langfristigen Planung vom Verteilergbietsmanager zu berücksichtigen.

Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Die angestrebte Umsetzung des Projektes 2014/01 „Leitungssegment: Velm- Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ zielt auf keinen individuellen Bedarfsträger ab, sondern wird für ein Kollektiv von Endkunden umgesetzt.

Die Projekte 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich“ dienen zur Verbesserung der Qualität der Standardkapazität für die Speicher im Verteilergebiet. Die Erhöhung der nominalen Standardkapazität steht nicht im Vordergrund.

Das Projekt 2018/02 „Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau“ ist aufgrund von Änderungen der Netzkonfiguration der Netzebene 2 erforderlich.

Die Projekte 2016/01 bis 2016/04, 2017/1, 2018/01, 2018/03 und 2018/04 sind Ersatzinvestitionsprojekte und dienen zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes des Bestandsnetzes. Das Projekt 2016/05 „Erneuerung Filterkonzept Baumgarten“ dient zur Sicherstellung diversifizierter Fahrweisen.

4.3 Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf

Von Seiten der Netz Burgenland Erdgas GmbH wurde in der LFP 2008 an der Netz Niederösterreich GmbH / Netz Burgenland Erdgas GmbH Übergabestation Wilfleinsdorf ein Mehrbedarf von ca. 20.000 Nm³/h bis zum Jahr 2013 in der Absatzerhebung bekannt gegeben. Der Mehrbedarf resultiert aus der geplanten Errichtung von zusätzlichen Glashäusern im Seewinkel, die die Abwärme von KWK Anlagen nutzen. Um auf einen mit Kapazitätserweiterungsantrag konkretisierten Bedarf schnell reagieren zu können, wurde das Projekt 2008/4 „Planung und Bauvorbereitung des Leitungssegmentes: Velm – Wilfleinsdorf“ in die LFP 2008 aufgenommen. Es soll eine Leitung von Velm nach Wilfleinsdorf inkl. der Übergabestation Wilfleinsdorf geplant und die Trasse gesichert werden. Da bis Mai 2013 keine massiven Absatzsteigerungen verzeichnet werden konnten, wurde das Projekt 2008/4 in der LFP 2013 zurückgezogen. Netz Niederösterreich GmbH hat im Rahmen dieses Projektes Trassenstudien durchgeführt, jedoch keine Grundstücksoptionen eingekauft.

Wie in der LFP 2013 bereits berichtet, ist es an der Übergabestation Wilfleinsdorf bei sehr hohen Absatzmengen, wie im Februar 2012, zu kritischen Drucksituation gekommen.

Auf Basis dieser Erkenntnis wurde in der LFP 2013 ein Arbeitsprogramm für die LFP 2014 entwickelt, in dem zwischen den Netzbetreibern Netz Niederösterreich GmbH und Netz Burgenland Erdgas GmbH gemeinsam mit AGGM für diesen Engpassbereich, aufbauend auf den Vorarbeiten der Netz Niederösterreich GmbH, eine Lösung durch stufenweise Ausbaumaßnahmen erarbeitet wurde.

Im Rahmen der Bearbeitung wurden für diesen Kapazitätsengpass drei Themenfelder identifiziert und darauf aufbauend 3 Ziele für eine Lösungsvariante definiert. Diese sind:

- ▶ Bei sehr hohen Absatzmengen ist es aufgrund des hohen Druckverlustes in der Bestandsleitung und in der Übergabestation Wilfleinsdorf zu kritischen Drucksituationen und vereinzelt auch Druckverletzungen am Ausgang der Übergabestation Wilfleinsdorf gekommen.

Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, jedenfalls den vereinbarten Übergabedruck einzuhalten.

- ▶ Durch den hohen Druckverlust in der Bestandsleitung und in der Übergabestation Wilfleinsdorf muss der Druck am Anfang der Leitung (Schieberhaus Mitterndorf) und somit in der neuen Südleitung hoch gehalten werden. Der Druckabfall zwischen Eingang Station Velm (= Druck in neuer Südleitung) und Ausgang Station Wilfleinsdorf beträgt 17,6 bar beim derzeitigen maximalen historischen Absatz (Februar 2012). Der Ausgangsdruck an der Station Wilfleinsdorf ist der druckkritischste Punkt im gesamten Südsystem des Verteilergebietes. Die Aufrechterhaltung des hohen Drucks in der Südleitung bedingt, dass die Linepacknutzung der Südleitung nur in einem eingeschränkten Bereich erfolgen kann. Ein hohes Linepackpotential ist jedoch für die Gasflusssteuerung von hohem Interesse, da vor allem durch die Tagesbilanzierung eines weiten Endkundenkreises das Verteilernetz die stündliche Unausgeglichenheit zwischen Einspeisung in das Netz und Absatz ausgleichen muss. Eine Reduktion des Druckverlustes zwischen der neuen Südleitung und der Ausgangsseite der Station Wilfleinsdorf trägt wesentlich zur Erhöhung des nutzbaren Linepacks bei.

Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, jedenfalls den Druckverlust zwischen der neuen Südleitung und der Ausgangsseite der Station Wilfleinsdorf zu reduzieren.

- ▶ Der erste Teil der Leitung Richtung Wilfleinsdorf (vom Schieberhaus Mitterndorf bis Mannersdorf) wurde im Jahr 1957 in der Dimension DN 150, PN 64 errichtet. Im Schieberhaus Mitterndorf sind dringende Erneuerungsarbeiten (va. Erneuerung des Hauptschiebers in der alten Südleitung) erforderlich, die jedoch bis zur Entscheidung für eine Gesamtlösung aufgeschoben wurden. Mit der Leitung selbst kann derzeit noch einen ordnungsgemäßen Betrieb sichergestellt werden, mit sektionsweisen Erneuerungsarbeiten ist jedoch in den nächsten Jahren zu rechnen.

Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, den Leitungsbestand zu erneuern und jedenfalls Ersatzinvestitionen, die sich wenig später durch die Umsetzung eines Gesamtkonzepts erübrigt hätten, zu vermeiden.

Aus dem Anforderungsprofil ist klar ersichtlich, dass eine Reduktion des Druckverlustes erforderlich ist, und dies zweckmäßigerweise nur über einen (Teil-)Neubau der Infrastruktur erreicht werden kann. Auf dieser Basis wurden von AGGM hydraulische Simulationen durchgeführt. Einerseits wurden unterschiedliche Absätze entlang der Leitung und im Netzbereich der Netz Burgenland Erdgas GmbH angesetzt, andererseits wurden unterschiedliche Netzausbauvarianten zu Grunde gelegt.

Aus der Vielzahl der Varianten wurde ein Masterplan für diesen Netzbereich entwickelt, der durch einen stufenweisen Ausbau den Anforderungen gerecht wird. Der Masterplan ist in Abbildung 3 dargestellt. Im Planungsnullfall (Status Quo Netz) und dem maximalen historischen Absatz ist ein Druckabfall (Eingangsdruck Station Velm – Ausgangsdruck Wilfleinsdorf) von 17,6 bar zu verzeichnen. Durch die Realisierung des ersten Bauabschnittes, Neubau der Leitung von Velm nach Mannersdorf (14 km, DN 250, PN70) und der Realisierung des zweiten Bauabschnittes (Adaptierung der Übergabestation Wilfleinsdorf) kann der Druckverlust beim maximalen historischen Absatz auf 8,2 bar reduziert werden. Bei einer deutlichen Absatzsteigerung entlang der Leitung und im Netzbereich der Netz Burgenland Erdgas GmbH müsste in weiterer Folge auch der Bauabschnitt 3, Neubau der Leitung von Mannersdorf nach Wilfleinsdorf (11,5 km, DN 250, PN 70) errichtet werden.

Bei der Erarbeitung der Lösungsvariante wurde auch das Leitungsnetz der Netz Burgenland Erdgas GmbH mit berücksichtigt und abgeschätzt, ob eine anderer Einspeisepunkt, im

speziellen die Übergabestation Hornstein, einen größeren Teil der Netzlast übernehmen kann, und somit die bestehende Leitung Schieberhaus Mitterndorf – Wilfleinsdorf entlasten kann. Das Verlagerungspotential ist aufgrund der geringen Leitungsdimensionierung auf der Ebene 2 Leitung (Raum Mattersburg / Eisenstadt – Wilfleinsdorf), im speziellen bei hohen Netzlasten, gering.

Mit der Realisierung des Bauabschnittes 1 und 2 können die oben angeführten Ziele erreicht werden. Der Druckverlust kann auf ein ausreichendes Maß reduziert werden, damit der Übergabedruck in Wilfleinsdorf nicht verletzt wird und in der Südleitung ein höheres nutzbares Linepack geschaffen werden kann. Durch die direkte Anbindung der Leitung an die Station Velm (neue Südleitung) wird die Abzweigfunktion des Schieberhauses Mitterndorf nicht mehr benötigt. Die Ersatzinvestitionen können dadurch eingespart werden.

Die Realisierung des Bauabschnittes 1 und 2 wurden im Projekt 2014/1 beantragt.

Abbildung 3: Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf

Druckabfall: Eingangsdruck Station Velm (neue Südleitung) - Ausgangsdruck Wilfleinsdorf						
			Planungsnullfall	Ausbauvarianten		
				BA1	BA2	zus. BA3
	Netzbetreiber	Absatz		Leitung Velm-Mannersdorf	Station Wilfleinsdorf	Leitung Mannersdorf-Wilfleinsdorf
		[kNm³/h]	[bar]	[bar]		[bar]
maximaler historischer Absatz	Netz Niederösterreich	6,6	17,6	8,2		3,4
	Netz Burgenland Erdgas	17,4				
Berücksichtigung von Absatzsteigerungen	Netz Niederösterreich	10		19,2		5,0
	Netz Burgenland Erdgas	25				

Quelle: AGGM/2014

Wie bereits in Kapitel 2.4 dargelegt wird das Projekt 2014/1 Leitungssegment: Velm – Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf derzeit umgesetzt.

Der Bauabschnitt 2 „Übergabestation Wilfleinsdorf“ wurde vorgezogen und ist seit Herbst 2017 in Betrieb. Daraus resultiert eine verbesserte Druck- und Kapazitätssituation im nördlichen Burgenland.

Der Bauabschnitt 1 wurde im Frühjahr 2017 EU weit ausgeschrieben. Die Ausschreibung des Leitungsbauvorhabens erbrachte Plankosten außerhalb der im Bescheid angeführten Bandbreite. Deshalb wurde eine umfassendere Sondierung des Marktes und Neuausschreibung für das Frühjahr 2018 festgelegt.

An der im Frühjahr 2018 durchgeführten Ausschreibung haben sich mehr Anbieter als in der Ausschreibung im Frühjahr 2017 beteiligt, die Kosten lagen jedoch abermals über den Plankosten. Dieser Sachverhalt wurde der E-Control Austria im Juni 2018 mitgeteilt.

Gemäß dem aktuellen Bauzeitenplan kann der Fertigstellungstermin mit Dezember 2019 gehalten werden.

4.4 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg

Durch die Marktmodellumstellung in Liechtenstein ist der Kapazitätsbedarf für Liechtenstein im COSIMA Modell zu berücksichtigen, mit der Wirkung, dass Exit Kapazitätsbuchungen in Ruggell seitens Lichtensteinische Gasversorgung vorgenommen werden müssen und das zu transportierende Gas am VHP NCG zu übergeben ist. Die erforderliche Transportkapazität vom VHP NCG nach Ruggell wird von AGGM organisiert. D.h. dass am Grenzübergabepunkt Lindau äquivalente Exit Kapazitätsbuchungen bei terranets bw von AGGM durchzuführen sind.

Für das Gasjahr 2018 wurde von AGGM eine strukturierte Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Exit Lindau der terranets bw geplant (siehe LFP 2017, Tabelle 10). Im November 2017 wurde aufgrund der Kapazitätsengpässe in Baden Württemberg, ausgelöst von der den Kapazitätseinschränkungen auf der TENP, via PRISMA Plattform veröffentlicht, dass Kapazitäten die an den Grenzübergabepunkten bei der Quartalsauktion (6.11.2017) nicht gebucht werden, von den Grenzübergabepunkten wegverlagert werden und nicht mehr bei den Monatsauktionen zur Verfügung stehen. Daraufhin war AGGM gezwungen, die zusätzlich erforderliche Kapazität für Jänner und Februar nicht mit zwei Monatsprodukten zu decken, sondern eine Quartalsbuchung für das erste Quartal 2019 durchzuführen. Ebenfalls konnte keine Monatsbuchung für April gebucht werden, sondern es musste die erforderliche Kapazität für das gesamte zweite Quartal 2019 kontrahiert werden. Dies führte zu nicht erforderlichen Kapazitätsbuchungen und deutlich höheren Kosten für das MG Vorarlberg.

AGGM sieht diese Buchungsvorgaben aus dem Blickwinkel europäischer Regelungen äußerst kritisch. Es haben zahlreiche Gespräche mit terranets bw und der Bundesnetzagentur stattgefunden. Bis dato konnte noch keine für AGGM zufriedenstellende Lösung gefunden werden.

Derzeit ist am Grenzübergabepunkt Lindau eine Exit Kapazität von 1.060 MWh/h FZK seitens terranets bw ausgewiesen. Gemäß CAM NC werden bei der Jahresauktion 90% der ausgewiesenen Kapazität vermarktet. Nach der neuen Vorgabe der terranets bw werden nicht kontrahierte Kapazitäten zu anderen Punkten verlagert. 10% der ausgewiesenen Kapazität wird in der Quartalsauktion vermarktet. Nicht kontrahierte Kapazitäten werden ebenfalls zu anderen Punkten verlagert. Es stehen keine Monats-, day-ahead- und within-day- Kapazitäten mehr zur Verfügung.

Zur Deckung des Bedarfes in Vorarlberg, Lichtenstein und der Gaslieferungen in die Schweiz via Trübbach ist in den Wintermonaten die vollständige Buchung der ausgewiesenen Kapazität in Lindau erforderlich.

Zur buchbaren Kapazität von 1.060 MWh/h FZK muss zusätzlich das Linepack, welches in den Nachtstunden aufgebaut werden kann, ausgenutzt werden um gleichzeitig die maximal zu erwartenden Absätze in Vorarlberg und Lichtenstein und die Gaslieferungen in die Schweiz via Trübbach bereitstellen zu können.

Gemäß Berechnungsschema, dem eine statische Kapazitätsbetrachtung zugrunde liegt, muss die Liechtensteinische Gasversorgung davon ausgehen, dass der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität unter der für das Gasjahr 2019 gebuchten nominellen Standardkapazität liegt.

AGGM hat bei der Jahresauktion die gesamte angebotene Kapazität kontrahiert. In der Quartalsauktion wird für das Q4/2018 und für das Q1/2019 ebenfalls die gesamte angebotene Kapazität kontrahiert.

4.5 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol

Wie bereits in Kapitel 2.3.1.7 dargestellt, ist das Marktgebiet Tirol das Marktgebiet mit der höchsten Absatzdynamik in Österreich. Im Zeitraum Februar 2012 bis September 2017 sind Neukunden (Saldo aus Anmeldungen abzüglich Abmeldungen) in der Größenordnung von 525.000 kWh/h (ca. 47.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2019 bis 2028 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Für das Gasjahr 2018 wurden die Kapazitäten am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten wie geplant kontrahiert.

Die derzeit von bayernets ausgewiesene Exit FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten beträgt 965.039 kWh/h. Aufgrund der bereits im Kapitel 4.4 beschriebenen Umstände verlagert auch die bayernets für das Gasjahr 2019 die in der Jahres- und Quartalsauktion nicht gebuchten Kapazitäten zu anderen Punkten.

Aufgrund dieser Umstände hat AGGM in der Jahresauktion die gesamte vermarktete Kapazität von 868.535 kWh/h FZK kontrahiert. Zusätzlich wurde in der Quartalsauktion für die Quartale Q4/2018 und Q1/2019 die gesamte vermarktete Kapazität von 96.504 kWh/h FZK kontrahiert. Auch für das MG Tirol bedeutet diese Vorgangsweise deutlich höhere vorgelagerte Netzkosten.

Seit November 2015 ist am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten eine sogenannte „Übernominierung“ möglich. Das heißt, dass unter der Voraussetzung, dass die gesamte ausgewiesene FZK Kapazität gebucht und initial nominiert ist, auch eine Nominierung über der gebuchten FZK Kapazität abgegeben werden kann. In diesem Fall wird die über die ausgewiesene FZK Kapazität erforderliche Kapazität unterbrechbar zur Verfügung gestellt und verrechnet. Die Konsequenz daraus ist, dass seitens AGGM keine unterbrechbare Kapazität im Voraus am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten gebucht werden muss.

Die durch die Übernominierung erlangte unterbrechbare Kapazität kann jedoch im Falle eines Engpasses in Deutschland eingeschränkt werden. Daher ist es erforderlich, dass die unterbrechbare Kapazität durch eine Lastflusszusage abgesichert wird. Es ist vorgesehen, dass AGGM eine Lastflusszusage für die Monate Dezember 2018, Jänner 2019 und Februar 2019 in der Höhe von 190.000 kWh/h beschafft.

Die Höhe der Lastflusszusage wurde so ermittelt, dass es möglich ist, bei einer schwachen Strukturierung (23,2 Volllaststunden) den maximal zu erwartenden Tagesbedarf sicher in das MG Tirol transportieren zu können.

In der Regel melden die BGVs die Gasübergabe in das MG Tirol mit einer höheren Strukturierung an. Für den Fall, dass im Marktgebiet NCG unterbrechbare Kapazität eingekürzt wird, muss seitens AGGM das strukturiert übergebene Gas durch den Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie in der zeitlichen Struktur geglättet und in das MG Tirol importiert werden.

Simulationsrechnungen haben ergeben, dass wenn der maximal zu erwartende Tagesabsatz vollkommen flat in das MG Tirol eingespeist wird, die Druckschwankung, die sich durch den strukturierten Verbrauch ergibt bei ca. 10 barg liegt. Diese Druckschwankung ist im MG Tirol gut verkraftbar.

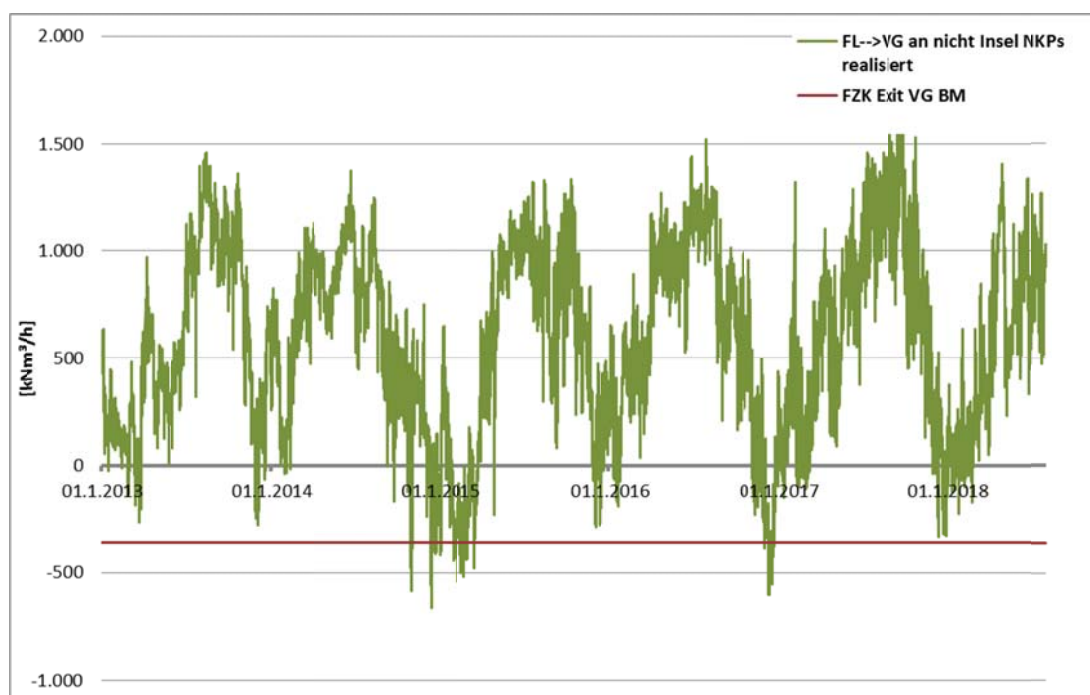
Für die mittelfristige Kapazitätsbereitstellung hat AGGM die Kapazitätserfordernisse im Gas Netzentwicklungsplan für Deutschland eingebracht. Die Kapazitätserfordernisse für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wurden im Deutschen Netzentwicklungsplan grundsätzlich berücksichtigt, eine verbindliche Zusage, dass künftig tatsächlich mehr feste Kapazität zur Verfügung gestellt werden kann, ist allerdings noch ausständig.

4.6 Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost

Entry

In Diagramm 13 sind die Transporte von der Fernleitung in das Verteilergebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz im Zeitraum 1.1.2013 bis 1.8.2018 dargestellt. Interessant sind die Datenpunkte unterhalb der Nulllinie, an diesen Zeitpunkten wurde Gas in Baumgarten vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz transportiert. Auffallend ist, dass im Winter 2014/15 über einen wesentlich längeren Zeitraum wesentlich höhere Gasmengen in die Fernleitungsebene transportiert wurden, in Summe waren dies 5.102.656 MW. 95% diese Gasmenge (4.852.881 MW) wurden in der zur Verfügung stehenden FZK Kapazität (360.000 Nm³/h) transportiert. Die restlichen 5% (249.775 MW) wurden in der darüber hinaus zur Verfügung stehenden unterbrechbaren Kapazität transportiert. 166.000 MW konnten aufgrund des Engpasses zwischen Verteilergebiet und Fernleitung nicht transportiert werden.

Diagramm 13: Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilergebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz



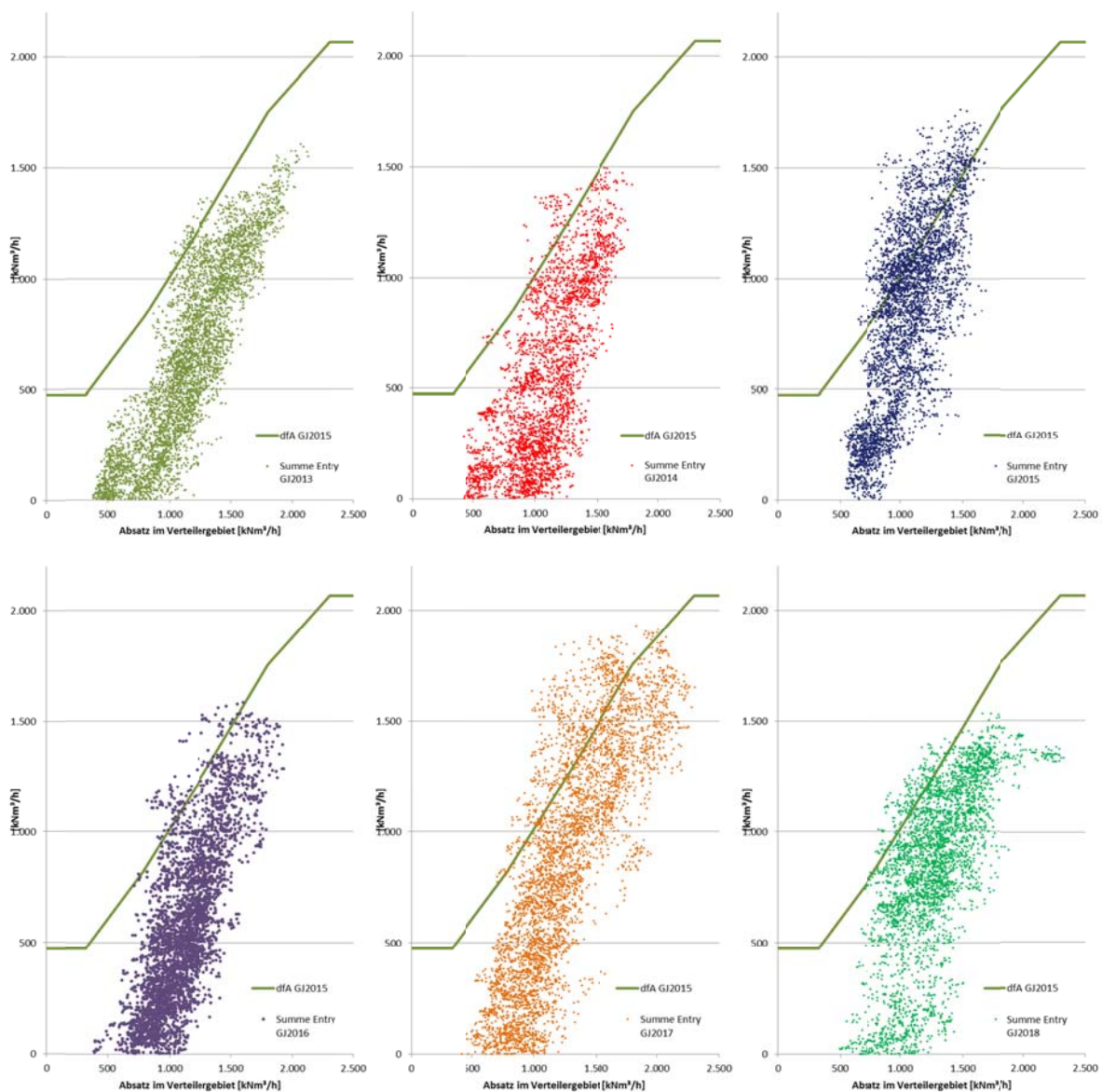
Quelle: AGGM, 2018

Im Winter 2015/16 wurden deutlich geringere Transporte aus dem Verteilergesamt in die Fernleitung getätigt. Es ist zu keinen Engpässen gekommen und es mussten keine Beschränkungen der Transporte durchgeführt werden.

Im Winter 2016/17 betrugen die Transporte vom Verteilergesamt in die Fernleitung (Transport vom PVS2→PVS1) ca. 2.270.000 MW. Ca. 1.560.000 MW wurden mit dem Ziel Fernleitung exportiert, der Rest wurde via Fernleitung in die WAG und TAG Inseln wieder in das Verteilergesamt transportiert.

Im Winter 2017/18 waren die Transporte vom Verteilergesamt in die Fernleitung aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten deutlich geringer.

Diagramm 14: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergesamt in den Gasjahren 2013 bis 2018 (bis 1.8.2018)



Quelle: AGGM, 2018

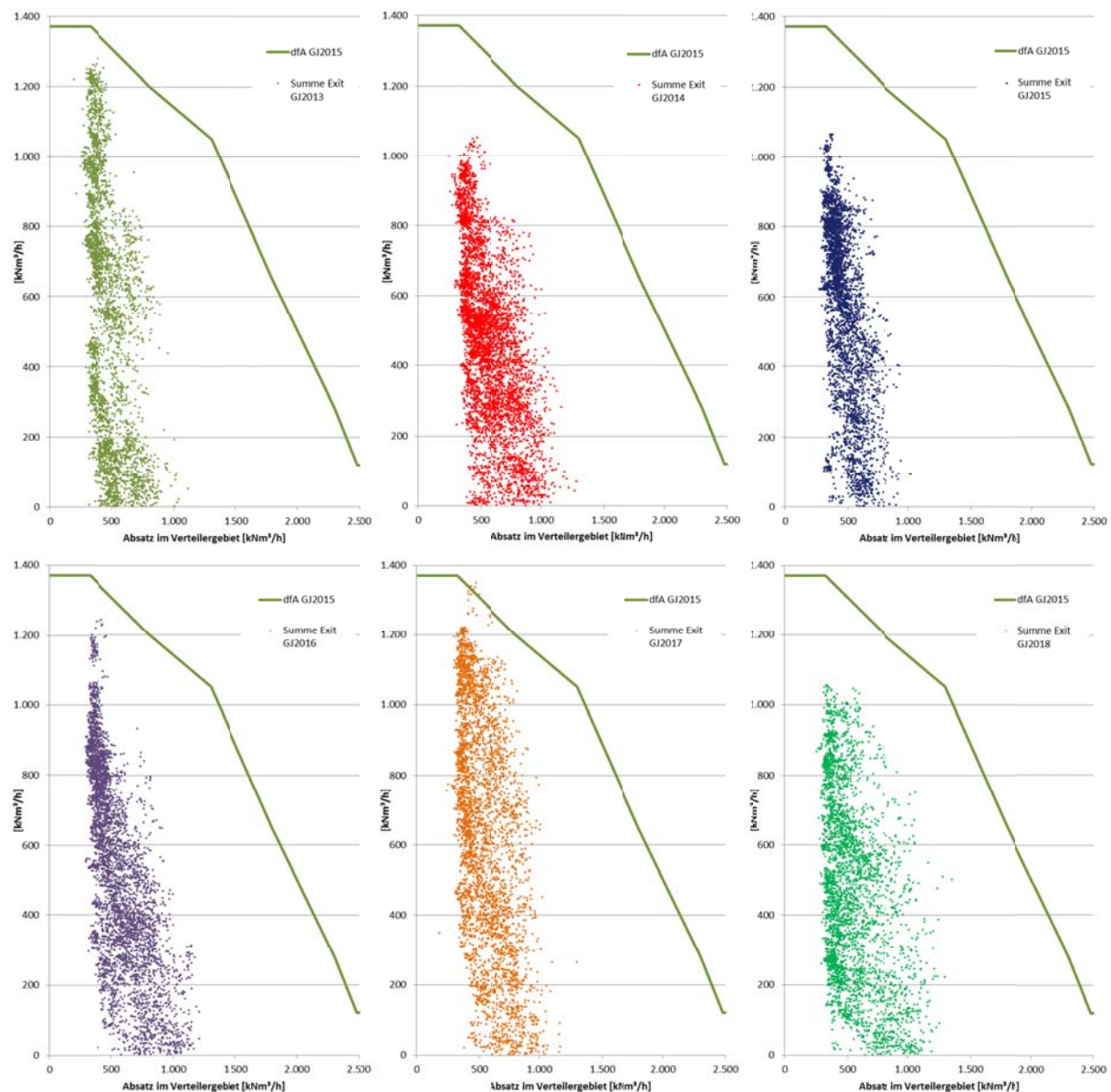
In Diagramm 14 sind die Speicher Einspeisungen in das Verteilergesamt im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2018 dargestellt. Der Speicher Wien wurde in dieser Darstellung nicht

berücksichtigt, da der installierte Röhrenspeicher für einen anderen Einsatzzweck konzipiert wurde. Für jede Stunde wurden die Speicher Einspeisungen in Relation zum Gesamtabatz im Verteilergebiet Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015 hinzugefügt. Die Entwicklung der Speichernutzung ist klar ersichtlich. Im Gasjahr 2013 war die Speichernutzung vor allem endkundengetrieben. Im Gasjahr 2014 ist die Punktwolke etwas breiter, eine flexiblere Speichernutzung ist feststellbar, wobei die Punktwolke noch deutlich unter dem dynamisch festen Anteil liegt. Im Gasjahr 2015 ist eine deutliche Veränderung der Ausspeicherstruktur feststellbar. Bei gleichem Absatz im Verteilergebiet wurde im Gasjahr 2015 wesentlich mehr ausgespeichert. Diese Tatsache ist ebenfalls in Diagramm 13 ersichtlich. Im Gasjahr 2016 ist eine ähnliche Struktur wie im Gasjahr 2014 festzustellen. Das Gasjahr 2017 zeichnet sich durch deutlich höhere Ausspeicherungen aus, welche vor allem auf den hohen Inlandsabsatz zurückzuführen waren. Auch könnten im Diagramm für 2017 deutliche exportorientierte Situationen festgestellt werden. Die Ausspeicherleistung liegt ähnlich wie im Winter Gasjahr 2015 über dem dynamisch festen Anteil der Standardkapazität. Im Gasjahr 2018 ist aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten wieder eine deutliche verbrauchsorientierte Struktur erkennbar.

Exit

Die Einspeichertransporte (Exit VG → Speicher) konnten in den letzten Jahren friktionsfrei abgewickelt werden. Durch den Ausbau der Westleitung steht vor allem den Speichern im hydraulischen Cluster West ein wesentlich größeres Einspeicher Potential zur Verfügung.

Diagramm 15: Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilerggebiet in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013 bis 2018 (bis 1.8.2018)



Quelle: AGGM, 2018

In Diagramm 15 sind die Exit Transporte vom Verteilerggebiet in die Speicher im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2018 (bis 1.8.2018) dargestellt. Für jede Stunde wurden die Einspeicherungen in Relation zum Gesamtabsatz im Verteilerggebiet Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015 hinzugefügt. Derzeit bestehen keine Kapazitätsengpässe bei der Einspeicherung.

Speicher Haidach

Die Speicherunternehmen astora und GSA hatten Kapazitätserweiterungsanträge für Entry und Exit Kapazitäten am Speicher Haidach gestellt. Nach Fertigstellung der HDL 100 Leitung wurde die entsprechende Kapazität den Speicherunternehmen angeboten. Die Speicherunternehmen

haben das Kapazitätsangebot nicht angenommen. Das Projekt zum Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilernetz wurde bis dato nicht durchgeführt.

Die Infrastruktur des österreichischen Verteilergbietes ist so ausgelegt, dass eine potente Anbindung an den Speicher Haidach lediglich mit einer Errichtung einer Übergabestation geschaffen werden kann.

Derzeit steht eine Kapazität von ca. 200.000 Nm³/h in der Qualität Standardkapazität zur Verfügung.

Mit der Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilergbiet könnten auch internationale Kapazitätsbedarfe effizient umgesetzt werden. So könnte z.B. Gas aus dem Marktgebiet NCG in den Speicher Haidach eingespeist werden und Gas über das Verteilergbiet in das Marktgebiet Ost eingespeist werden.

[Aufhebung der Kapazitätsbeschränkungen für Speicher aufgrund des Vorfalles in Baumgarten](#)

Siehe dazu Kapitel 4.17.2.

4.7 Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost

Angesichts der Entry Kapazitätseinschränkungen im Winter 2014/15 haben die Speicherunternehmen eine Verbesserung der Qualität der Standardkapazität gefordert. Eine Verbesserung der Standardkapazität heißt, dass die Kurve des dynamisch festen Anteiles verbessert (d.h. flacher) wird, und somit höhere Ausspeicherraten auch bei niederen Absätzen im Verteilergebiet auf gesicherter Basis durchgeführt werden können. Zwei Speicherunternehmen haben auch konkrete Vorstellungen zur Form der Kurve des dynamisch festen Anteiles übermittelt.

In der Datenerhebung für die LFP 2018 wurde ein zusätzlicher Bedarf gemeldet, bei der Jahresbestellung für das Jahr 2018 wurden die frei verfügbare Kapazität jedoch nicht gebucht. (siehe Kapitel 2.3.2.2)

In der LFP 2015 hat AGGM auf Basis der Bedarfe ein Maßnahmenpaket geplant, mit dem die Anforderungen der Speicherunternehmen erfüllt werden können. Dieses Maßnahmenpaket besteht aus drei Projekten:

- Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal
- Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten
- Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

Das Projekt 2012/2 „Reverseflow Auersthal“ dient zur Beseitigung des Engpasses für Speichertransporte im Verteilergebiet. Ziel ist es die Übergabestation vom PVS 2 in die Netz Niederösterreich West 4 Leitung reverseflow fähig auszustatten. Dieses Projekt wurde bereits fertiggestellt.

Wesentlich zur Verbesserung des dynamisch festen Anteiles der Standardkapazität trägt das Projekt 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ bei. Durch eine Erhöhung der Exit Kapazität in Richtung Fernleitung wird das Entry Potential für die Speicher im Verteilergebiet erhöht. Im Rahmen der LFP 2015 wurde gemeinsam mit GCA ein Update des Projektes 2012/3 durchgeführt und in Abstimmung mit weiteren Projekten auf der Fernleitungsebene eine optimierte Kapazitätsbereitstellung erarbeitet. In der LFP 2015 wurde dieses Projekt in 2 Optionen entwickelt. Im Bescheid zur LFP 2015 hat die ECA die Option 2 genehmigt. Im Rahmen dieses Projektes ist eine zusätzliche Kapazität von 600.000 Nm³/h zu schaffen (Das Projektblatt wurde entsprechend angepasst). Nach Umsetzung des Projektes steht dann in Summe eine Kapazität von 960.000 Nm³/h FZK am Übergabepunkt PVS 2 → PVS 1 bei einem Druck von 54 barg zur Verfügung.

Durch den Zwischenfall in Baumgarten wurden relevante Anlagenteile beschädigt. Der Fertigstellungstermin muss somit von Q1/2018 auf Ende Q4/2018 verschoben werden.

Damit die Speicher des hydraulischen Clusters West auch entsprechend an der zusätzlich geschaffenen Kapazität mitpartizipieren können, ist eine Erhöhung des zulässigen Ausspeisedruckes in das Verteilernetz im hydraulischen Cluster West erforderlich.

Die dafür erforderlichen Adaptionen des Netzes wurden im Projekt 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich“ abgebildet. Im Rahmen dieses Projektes wurden in insgesamt 17 Ebene 1 Stationen Umbaumaßnahmen durchgeführt, damit ein maximaler Betriebsdruck von 70 barg

sichergestellt werden kann. Das Projekt ist planmäßig in Umsetzung. Aus derzeitiger Sicht kann der geplante Fertigstellungstermin 11/2018 eingehalten werden.

Der Speicherbetreiber RAG und das Speicherunternehmen RAG ES haben zugesagt Zug um Zug auch die Speicheranlagen so zu adaptieren, dass ein maximaler Betriebsdruck von 70 barg bereitgestellt werden kann. Eine entsprechende gegenseitige Absicherung, dass das Projekt 2012/05 nur dann umgesetzt wird, wenn sich der Speicherbetreiber RAG dazu kommittiert seine Speicheranlagen entsprechend auszubauen wurde vorgesehen. Bis dato hat der Speicherbetreiber RAG entsprechende Umbaumaßnahmen im Speicher Puchkirchen vorgenommen, wodurch bereits seit 10/2017 ein etwas höherer Ausspeicherdruck zur Verfügung steht. Im Oktober 2018 werden die letzten anlagentechnischen Umbauarbeiten durchgeführt. Die steuerungstechnische Einbindung der Anlagenteile wird im Frühjahr 2019 finalisiert. Das gesamte Maßnahmenpaket für den Umbau des Speichers wird 04/2019 abgeschlossen sein. Ab diesem Zeitpunkt kann dann mit einem Ausspeicherdruck von 70 barg (abzüglich safety margin) gerechnet werden.

Die Projekte 2012/3 und 2012/5 beheben den Kapazitätsengpass für Speichertransporte vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene.

Die Auswirkungen der Umsetzung der genehmigten Projekte auf den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität ist in Diagramm 16 und Diagramm 17 dargestellt.

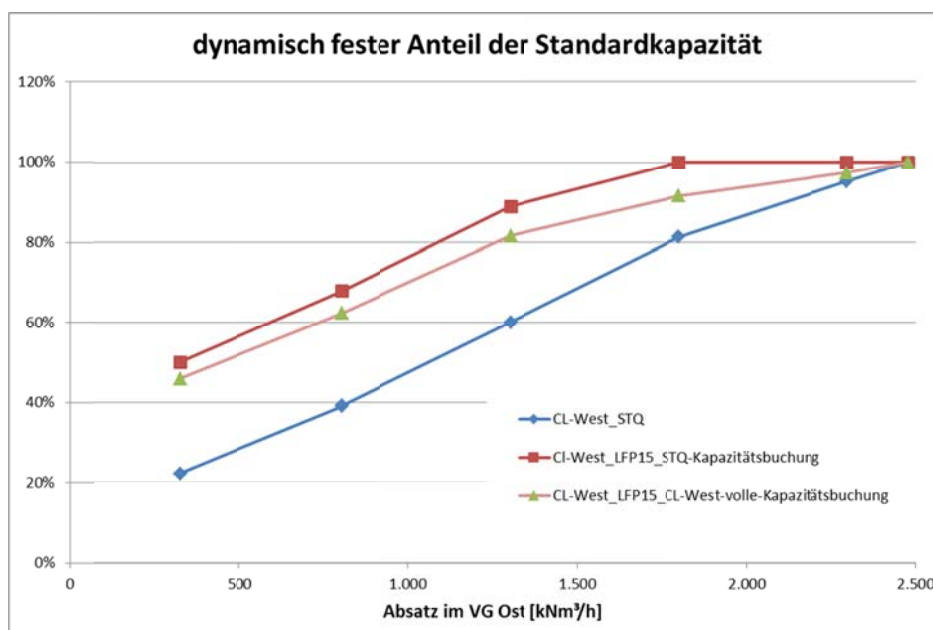
In Diagramm 16 ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo (blaue Linie) und bei Umsetzung der genehmigten Projekte bei derzeitiger Kapazitätsbuchung (rote Linie) bzw. voller Kapazitätsbuchung (hellrote Linie) dargestellt. Wird die gesamte ausgewiesene Standardkapazität gebucht, so reduziert sich der dynamisch feste Anteil. In Diagramm 17 sind dieselben Inhalte für den hydraulischen Cluster Ost dargestellt.

Zu erkennen ist, dass sich die Status Quo Linien (blaue Linie) des dynamisch festen Anteiles des Cluster West und Ost marginal aber dennoch unterscheiden. Bei Umsetzung der genehmigten Projekte und Status Quo Kapazitätsbuchung (rote Linie) gleichen sich die Linien vollkommen an.

Zu erkennen ist auch, dass die Qualität der Standardkapazität deutlich gesteigert werden kann. Selbst bei geringen Absätzen im Verteilergebiet Ost könnten sehr hohe Gasmengen aus den Speichern in das Verteilernetz eingespeist und Richtung Fernleitung transportiert werden. Beim minimalen Absatz im Verteilergebiet können auf gesicherter Basis 50% der gebuchten nominalen Entry Standardkapazität genutzt werden.

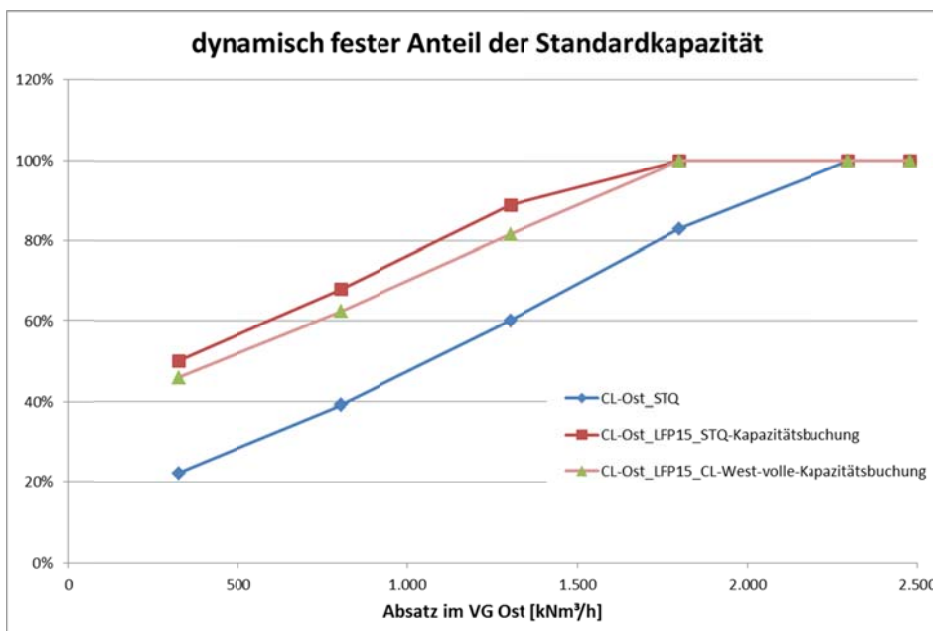
Nur wenn alle drei oben genannten Projekte und die Maßnahmen im Speicher Puchkirchen vollständig umgesetzt sind, können die dargestellten Verbesserungen voll ausgeschöpft werden.

Diagramm 16: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte



Quelle: AGGM, 2015

Diagramm 17: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte



Quelle: AGGM, 2015

4.8 Ersatzinvestition Leitung G00 006

Die PVS Leitung G00-006 (DN200, PN64) wurde in einer Länge von 4,2 km im Jahr 1963 von der Übergabestation Aderklaa bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram errichtet. Die Rohrisolation wurde damals dem Stand der Technik nach mit Wickelbandagen aus Bitumen hergestellt.

2013 wurde der Rohrstrang auf Molchbarkeit umgebaut. Es wurde im Wesentlichen die Anpassung der Verrohrung für den Einsatz von transportablen Molchschleusen an den beiden Rohrenden in Aderklaa und Deutsch Wagram durchgeführt.

Im Zuge der Intensivmessung 2014 wurden vom Netzbetreiber GCA massive Schäden über den gesamten Verlauf der G00-006 detektiert. Im Jahr 2014 wurde die Leitung einer intelligenten Molchung unterzogen. Die dabei vorgefundenen Fehler bewegen sich dem Alter der Leitung entsprechend im Rahmen (Metallverlust bis 30%). Das Problem stellt die sich altersbedingt abhebende Rohrisolation aus Bitumen dar. Dadurch entsteht zwischen dem Stahlrohr und der Isolation ein Spalt in dem sich Kondenswasser sammelt, und so zunehmend eine Aufrechterhaltung des Kathodenschutzes behindert. Durch die Installation der neuen Isolierstücke 2013 konnte zwar der erforderliche Schutzstrom an den Kathodenschutzspeisestellen wieder erreicht werden. Aus Erfahrung des Netzbetreibers ist davon auszugehen, dass sich der Gesamtzustand in den kommenden Jahren jedoch sehr rasch verschlechtern wird.

Bei einem Rohrdurchmesser von DN200 ist eine wirtschaftliche Sanierung an der Rohrisolation nicht gegeben, da die Grabarbeiten unverhältnismäßig hoch zu den Kosten des Rohrmaterials stehen.

Das in der LFP 2016 eingereichte Projekt hat einen 1:1 Ersatz der bestehenden Leitung vorgesehen. Im Zuge der weiteren Detail Planungsarbeiten wurde jedoch ein neues Ersatzkonzept entworfen. Das aktuelle Konzept sieht vor, dass die Leitung nicht in Aderklaa sondern an einer neu zu errichtenden Abzweigstation an der G00 025 (Schieberstation Helmahof) beginnen soll. Von dort wird eine 1,7 km lange Leitung DN 100 PN70 bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram errichtet. Die Schieberstation Helmahof wird in PN70 und nach neuestem Standard automatisiert ausgeführt. Somit ist neben der Versorgungssicherheit auch die Sicherheit im Fall eines Leitungsschadens durch eine Fernabschaltung vom Disponenten in höchstem Maße umgesetzt.

Die Konzeptänderung für das Projekt LFP 2016/03 wird in der LFP 2018 neu eingereicht. Die Investitionskosten bleiben unverändert.

4.9 Ersatzinvestition Leitung G00 011

Die G00-011 ist eine bitumenisolierte Erdgashochdruckleitung DN300, PN64, welche 1942 bis 1944 als Treibstoffleitung errichtet wurde. Die Leitung ist ca. 51 km lang und führt von Auersthal nach Laa an der Thaya. Im Verlauf werden zehn Ortsversorgungen der Netz Niederösterreich GmbH, der Netz Niederösterreich Nordring über Ladendorf, die Liftgasversorgung von OMV EP AUT und das Gebiet Laa an der Thaya versorgt.

Die Leitung wurde 1998 auf Molchbarkeit umgebaut und mit einem intelligenten Molchequipment untersucht. Der Netzbetreiber GCA hat aufgrund des hohen Alters, und des schlechten Zustandes der Rohrisolierung und der dadurch immer häufiger auftretenden Korrosionen festgestellt, dass ein Betrieb der Leitung über das Jahr 2020 hinaus nicht möglich ist.

Bis zum Jahr 2016 wurde die Leitung vor allem im Bereich der Ortschaften und an einigen anderen Stellen generalsaniert, wie zum Beispiel:

- Neuverlegung durch die folgenden Gemeindegebiete: 600lfm in Ladendorf, 400lfm in Gnadendorf, 400lfm in Schletz und 300lfm in Gaubitsch, wobei die ursprüngliche Trasse, die durch die Ortschaften führte, verlegt wurde.
- 2,4 km Leitung wurden vor der Übergabestation Laa aufgrund hoher Korrosion erneuert
- die Leitungsstücke in den Überschubrohren der Bahn- und Straßenquerungen wurden ersetzt.

Aufgrund fehlender alternativer Versorgungsmöglichkeiten sind die derzeit noch nicht erneuerten Teile der G00 0011 in der gleichen Dimension zu ersetzen.

Das Projekt wurde im Rahmen der LFP 2016 von der ECA genehmigt.

Bei den bis dato durchgeführten Planungen zur Erneuerung der G00 011 wurde eine stellenweise Neutrassierung festgelegt. Eine Trassenführung durch besiedeltes Gebiet soll so weit wie möglich vermieden werden. In der Detailplanung werden Überlegungen angestellt, ob einzelne Ortsversorgungen zusammengefasst werden können. Grundsätzlich ist geplant, dass die Ortsversorgungen über standardisierte Schieberstationen mit beidseitiger Anspeisemöglichkeit versorgt werden.

Die Umsetzung wird nach derzeitiger Planung in drei Bauabschnitten erfolgen, wobei die Umschlussarbeiten Unterbrechungen von bis zu 2 Tagen nach sich ziehen werden.

Netz Niederösterreich GmbH, der tschechische Netzbetreiber GasNet und AGGM arbeiten derzeit an der Erstellung des Netzkoppelvertrages am Grenzübergabepunkt Laa. Unter anderem ist es Ziel, Regelungen zu finden, damit gegenseitige Aushilfslieferungen zwischen den Netzbetreibern bei Leitungsunterbrechungen erfolgen können.

4.10 Ersatzinvestition G00 003 und G00 020

GCA hat für die Leitung G00 003 von Baumgarten nach Mannswörth in der LFP 2016 Ersatzinvestitionsprojekte vorgelegt. Grund für die Ersatzinvestitionen waren Isolationsschäden, die vor allem in den Leitungssegmenten von Baumgarten bis Hubertusdamm nicht mehr wirtschaftlich punktuell behoben werden konnten.

Weiters hat GCA hat für die Leitung G00 020 von Baumgarten nach Schwechat in der LFP 2016 ebenfalls ein Konzept für Ersatzinvestitionsprojekte vorgelegt.

In der LFP 2016 wurden im Projekt 2016/04 die Ersatzinvestitionsprojekte für die G00 003 und die Erneuerung der Leitung G00 020 von Mühlleiten bis Barbarabrücke (Leitung im Nationalpark) eingereicht. Das Projekt 2016/04 umfasste all jene Ersatzinvestitionsprojekte, die mit hoher Dringlichkeit umzusetzen waren. Die restlichen Ersatzinvestitionsprojekte für die G00 020 wurden nicht eingereicht, da AGGM den Vorschlag gemacht hat, vor Einreichung der Ersatzinvestitionen eine umfassende Studie mit den betroffenen Netzbetreibern zu machen, um eine für die Zukunft optimale Leitungsstruktur auszuarbeiten.

Im Bescheid der Energie-Control Austria zur LFP 2016 vom 23.09.2016 hat die Energie-Control Austria folgende Auflage erteilt: Das Projekt 2016/04 wird unter der Auflage genehmigt, dass im Rahmen der weiteren Analysen zur Erarbeitung eines Gesamtkonzeptes für die Ersatzinvestition der G00 003 und G00 020 Leitungen auch TAG Trans Austria Gasleitung GmbH eingebunden wird und dass neben den in der Langfristigen Planung 2016 vorgestellten Alternativen auch eine Alternativroute über das TAG Leitungssystem sowie über die Südschiene im Netzbereich der Netz Niederösterreich GmbH analysiert wird.

Im Zeitraum Oktober 2016 bis Juni 2017 haben die Netzbetreiber Gas Connect Austria GmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Wiener Netze GmbH und AGGM das Projekt „Versorgung Raum Schwechat 2020+“ durchgeführt.

Ziel des Projektes war die Entwicklung eines effizienten Leitungskonzeptes für den Zeitpunkt, an dem die GCA Leitung G00-020 bzw. Teile davon außer Betrieb genommen werden muss um die Kapazitätsbedarfe im Marktgebiet Ost bereitstellen zu können.

Variante 0:

Die Variante ist die 0-Variante. Sie geht davon aus, dass Leitungen, die nicht mehr betriebsbereit sind, nicht mehr ersetzt werden. Kosten fallen für die Liquidierung der Leitung an.

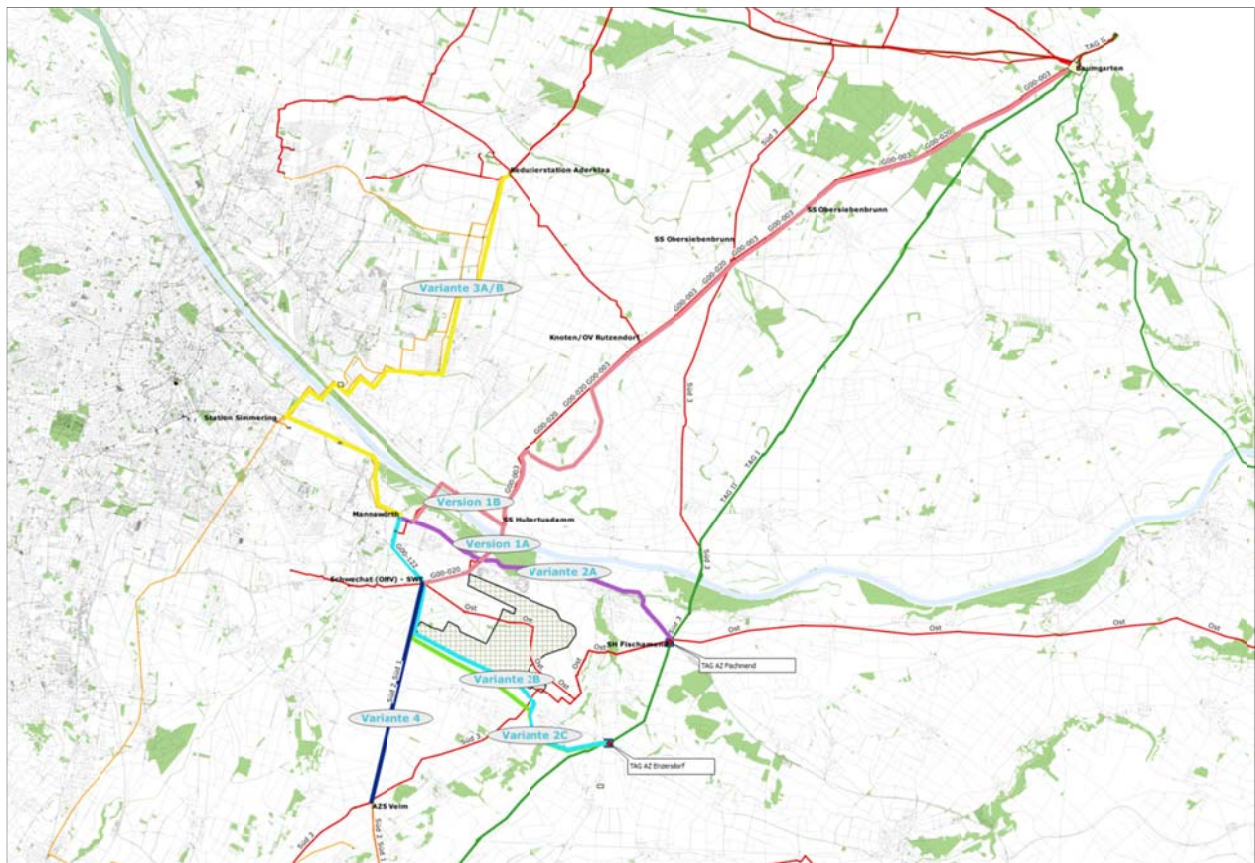
Variante 1

Die Varianten 1 gehen von einem Ersatz der G00 020 Leitung aus.

Die Variante 1A ist ein 1:1 Ersatz der bestehenden Leitung mit einer weiträumigen Umfahrung um die Orte Wittau und Oberhausen.

Die Variante 1B geht von einem Ersatz der G00 020 Leitung aus und hätte angedacht einen bestehenden jedoch nicht genutzten Dücker zwischen Tanklager und Raffinerie zu benutzen um weiter Richtung Mannswörth zu kommen. Diese Variante wurde fallen gelassen, da nach Erhebungen der GCA doch kein freier Dücker verfügbar ist.

Abbildung 4: Übersicht über die Planungsvarianten



Quelle: Projektteam, 2016; grafische Darstellung AGGM in NEMESYS

Variante 2

Alle Varianten 2 gehen von der Idee aus entweder an die NNÖ Süd 3 Leitung oder an die TAG Leitung südlich der Donau anzubinden und eine Leitungsverbindung nach Mannswörth oder Schwechat herzustellen.

Variante 2A: Die Variante 2A bindet entweder in Fischamend an die NNÖ Süd 3 Leitung oder an die TAG Leitung an und führt nördlich des Flughafens und der Raffinerie nach Mannswörth. Diese Variante wurde zugunsten der Variante 2C und 2B fallen gelassen, da die Umsetzung im Nahbereich zur A4 und zum Nationalpark deutlich schwerer ist als die Umsetzung der Varianten 2C und 2B.

Variante 2B: Die Variante 2B bindet entweder im Raum Schwaadorf an die NNÖ Süd 3 Leitung oder an die TAG Leitung an und führt nach Mannswörth. Diese Variante ist nur für den Fall umzusetzen, dass die bestehende Leitung G00 122 DN500 keine ausreichende Kapazität besitzt die erforderlichen Transporte von Schwechat nach Mannswörth sicherzustellen. Nach einer ersten Näherungsrechnung hat sich gezeigt, dass die G00 122 durchaus ausreichende Kapazitäten bereitstellt, somit bietet die Variante 2B keine Vorteile zur Variante 2C. Die Variante 2B wurde daher nicht weiter verfolgt.

Variante 2C: Die Variante 2C bindet entweder an die NNÖ Süd 3 Leitung oder an die TAG Leitung im Raum Schwaadorf an und führt zur Station Schwechat und bindet dort in die G00 122 ein.

Die Variante 2Ca ist die Variante mit Anbindung an die TAG Leitung.
Die Variante 2Cb ist die Variante mit Anbindung an die NNÖ Süd 3 Leitung.

Variante 3

Die Varianten 3 gehen davon aus, dass der Raum Schwechat von Auersthal über Aderklaa durch das Wiener Netz versorgt wird.

In der Variante 3A wurde angenommen, dass der gesamte Wiener Absatz von Auersthal versorgt und zusätzlich auch die Verbindung nach Mannswörth ausgebaut wird, um die Raffinerie und die NNÖ Überspeisungen Kledering/Rannersdorf und Ostleitung über Wien zu stützen.

In der Variante 3B wurde angenommen, dass der gesamte Wiener Absatz von Auersthal versorgt wird. Die Raffinerie und die NNÖ Überspeisungen Kledering/Rannersdorf und Ostleitung werden nur über die G00 003 und NNÖ Schwechat Reverseflow versorgt.

Die Varianten 3 wurden aus 2 Gründen nicht weiter verfolgt. Einerseits sind gegenüber den anderen Varianten die Investitionen deutlich höher. Andererseits würde Wien (bei hohen Absätzen ca. 30% des Leistungsbedarfs im MG Ost) nur über eine Station versorgt werden. Dies widerspricht dem GWG Ziel wonach eine möglichst hohe Versorgungssicherheit der Infrastruktur erreicht werden soll.

Variante 4

Die Variante 4 wurde im Projektreview als Alternative zur Variante 2Cb angedacht. Aus hydraulischer Sicht ist die Variante 4 mit der Variante 2Cb gleichwertig, die Anbindung an die NNÖ Süd 3 Leitung erfolgt lediglich ein paar Kilometer weiter südlich in Velm.

Für alle Varianten wurden, unter Zugrundelegung von definierten Szenarien, hydraulische Berechnungen erstellt. Weiters wurden alle Varianten ökonomisch und strategisch bewertet.

Bei Zusammenführung der ökonomischen Bewertung und der strategischen Bewertung kommen die Variante V-1A (Erhalt G00 020) und die Variante V-2C (Anbindung Süd 3) in die engere Auswahl.

Die hydraulischen Vorteile der V-2C können nur dann genutzt werden, wenn die Wiener Netze ihr Netz verstärken (Errichtung der Leitung Mannswörth – Simmering DN 600) und über die Station Mannswörth die in dem Projekt ab dem Jahr 2025 angesetzten 150.000 Nm³/h ableiten können. Die geplante Errichtung der Leitung Mannswörth – Simmering DN 600 ist für 2025 vorgesehen.

Die Empfehlung des Projektteams lautet daher: Erhalt der G00 020 durch Investition von ca. 0,9 Mio. EUR bis zumindest in das Jahr 2023/24. Ist bis dahin keine definitive Investitionsentscheidung seitens Wiener Netze für die Leitung Mannswörth – Simmering getätigt worden, soll die Variante V-1A weiter umgesetzt werden. Ist seitens Wiener Netze die definitive Entscheidung für die Umsetzung der Leitung Mannswörth – Simmering getätigt worden, so ist unter Einbeziehung ev. neuer Gegebenheiten zu prüfen ob die Umsetzung der Variante V-2C zweckmäßig ist.

D.h. die Entscheidung welche Variante weiter verfolgt werden soll ist aus heutiger Sicht im Jahr 2023/2024 zu treffen.

4.11 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Ziel des Projektes ist es einen effizienten Schutz aller gastechnischen Einrichtungen, insbesondere Messungen, Regelungen und Verdichteranlagen, vor möglichen Verunreinigungen im Gas sicherzustellen.

Bis dato wurden Filtereinrichtungen vor jeder zu schützenden gastechnischen Einrichtung vor allem in klassischer „Hauptflussrichtung“ platziert. Durch die Diversifizierung der Fahrweisen in Baumgarten ist ein neues Filterkonzept geplant, welches vorsieht, dass alle eingehenden Leitungen am Rand der Station Baumgarten gefiltert werden. Somit kann sichergestellt werden, dass alle gastechnischen Einrichtungen in Baumgarten gut geschützt sind.

Es ist vorgesehen an den Leitungen G00 040, G00 035, G00 030 und G00 023 Filterseparatoren zu errichten.

Durch den Zwischenfall in Baumgarten wurden Teile der bereits fertiggestellten Anlagen beschädigt. Dieses Projekt ist in Kombination mit dem Projekt GCA 2018/01 Teilprojekt „Filter Eingangsleitung PVS2 Sanierung“ zu sehen.

Die Kosten für die Realisierung des Projektes werden sich gemäß Angaben im Projektblatt erhöhen und der Fertigstellungszeitraum muss auf 12/2020 verschoben werden.

4.12 Versorgungssicherheit Salzburg

Die Salzburg Netz GmbH hat vor dem Hintergrund der verheerenden Unwetter im Frühsommer 2013, die auch Gasleitungen betroffen haben, eine Naturgefahrenstudie erstellt. Ergebnis der Studie war, dass die Sicherung der Salzburger Leitungen einerseits durch diverse vorbeugende bauliche Schutzmaßnahmen gegen Gefahren durch Hochwässer, Muren und Steinschlag gesichert werden sollen und, dass als weitere Maßnahme das letzte Leitungssegment im Pinzgau in den Sommermonaten (das sind die Monate mit den höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit einer Bedrohung aus Naturgefahren) mit einem Druck von 70 barg betrieben werden soll.

Dies wird ermöglicht, indem das letzte Leitungssegment über einen kleinen Elektroverdichter versorgt wird. Im Fall eines Leitungsschadens an der mit ca. 10 barg betriebenen Leitung (die höchsten Naturgefahren liegen im Leitungsabschnitt Schwarzach bis Bruck a.d. Großglocknerstraße) reicht das Linepack des letzten Leitungssegmentes aus, um für ca. 2 Tage die Endkunden versorgen zu können.

Salzburg Netz GmbH hat diese Maßnahmen umgesetzt. AGGM begrüßt diese Maßnahmen der Salzburg Netz GmbH zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

4.13 Auerthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Das Ausblasesystem in der Kompressorstation Auerthal wird von OMV E&P AUT betrieben und von GCA mitgenutzt. Im Rahmen des Projektes wird die Trennung voneinander durchgeführt und somit ein von OMV E&P AUT unabhängiger Betrieb der Systeme erwirkt. Das gesamte Ausblasesystem, das aus einigen über die Anlage verteilten Ausblasestellen besteht, soll auf einen neuen Ausblaseturm inkl. Schalldämpfer reduziert werden. Dies dient zur Erhöhung der Sicherheit, zur Reduktion der Lärm- u. Methanemissionen, sowie des Arbeitsaufwandes bei

Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten. Das neu zu errichtende System soll den derzeit gültigen Standards entsprechen.

Im letzten Jahr hat ein Re-Design des Projektes stattgefunden. Ziel der Neukonzeption war es, im Fall eines erforderlichen Ausblasvorganges eine geringere Methanbelastung zu erzielen. Es gibt nun drei Möglichkeiten einen Anlagenteil drucklos zu machen: Ableitung des Gases in ein Niederdrucksystem, die Heißfackel von OMV E&P AUT und einen Stationsausbläser der GCA.

Es soll eine Ausblasesammelleitung errichtet werden, in welche Ausbläser der GCA Anlagenteile und die Ausbläser der Pipelines eingebunden werden. Die Drucklosmachung erfolgt über die G00-101, die Heißfackel von OMV E&P AUT und dem neuen Stationsausbläser der GCA. Im Falle von Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten, soll die in den jeweiligen Stationsbereichen innerhalb der Rohrleitungen eingeschlossene Gasmenge gezielt einer Pipeline mit niedrigerem Druckniveau (G00-101) zugeführt werden. Die restliche Niederdruckmenge wird über die Heißfackel verbrannt bzw. im GCA Kaltausbläser restentspannt. Weiters kann zur Druckentspannung der G00-101 die gleiche Regelstrecke vom Ausblasesystem in Rückfahrweise in die G00-101 betrieben werden.

Durch das Re-Design haben sich die Investitionskosten gem. Projektblatt geändert, der Fertigstellungszeitpunkt hat sich um 7 Monate auf 12/2019 verschoben.

4.14 Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung

Die Netz NÖ West 1 Leitung wurde in den Jahren 1956 bis 1961 errichtet. Die Leitung ist als Teleskoprohr (Am Beginn der Leitung ist der Querschnitt größer und verjüngt sich zweimal) errichtet, sie beginnt in Auersthal und endet knapp vor der Grenze zu Oberösterreich. Die Netz NÖ West 1 Leitung ist eine Verteilerleitung der Ebene 2.

Der Plan, die Netz NÖ West 1 Leitung nach Fertigstellung der Errichtung der Netz NÖ West 4 Leitung außer Betrieb zu nehmen war bereits Bestandteil der Feasibility Study 07 (Die Feasibility Study 07 wurde im Jahr 2007 von AGGM und allen Verteilernetzbetreibern erstellt und hatte das Ziel, ein Konzept für die zukünftige Struktur der Verteilerleitungen im Marktgebiet Ost zu erstellen). Darin wurde berücksichtigt, dass die West 1- Leitung nach Inbetriebnahme der West 4- Leitung aufgelassen wird und die Gasmengen bei der Auslegung der West 4 entsprechend berücksichtigt wurden. Damit sollten wesentliche Reinvestitionen in der Ebene 2 in NÖ eingespart werden.

Bei der genauen Projektentwicklung für die Auflassung der West 1- Leitung wurde klar, dass umfangreiche Vorarbeiten erforderlich sind und auch das Leitungssystem einen unterschiedlich guten Gesamtzustand aufweist. Vor allem die zur Verbindung der Leitungen West 1 und West 2 vorhandenen Schieberhäuser müssen umgebaut und auf den Stand der Technik gebracht werden.

Außerdem sind mit dem Wegfall der Einspeisung Auersthal West 1 zusätzliche Investitionen in der Ebene 1 zur Sicherstellung einer nachhaltigen Gasversorgung der Ebene 2 in Traismauer, Doislau und Schmiedleiten erforderlich.

Das erste Teilstück von Auersthal bis Spillern (DN 500) wurde als erstes Segment errichtet. Aufgrund des Leitungsalters ist geplant, dieses Leitungssegment im Sommer 2020 außer Betrieb

zu nehmen. Die derzeit über dieses Leitungssegment versorgten Endkunden, werden nach der Stilllegung über die Netz NÖ West 2 Leitung versorgt.

Die Stilllegung des ersten Segments der Ebene 2 Leitung Netz NÖ West 1 hat folgende Auswirkungen auf das Netz der Ebene 1 Verteilerleitungen:

Bis dato werden bei hohen Abnahmen (Winterlast) bis zu ca. 90.000 Nm³/h von Auersthal in die Netz NÖ West 1 Leitung bei einem Druck von 39 barg eingespeist. Nach Stilllegung des ersten Segments, muss diese Menge über die Netz NÖ West 2 Leitung bis zu den Stationen Traismauer und Hart transportiert werden und dort in die Netz NÖ West 1 Leitung überspeist werden. Die Netz NÖ West 2 Leitung wird auf einem höheren Druck betrieben, wodurch dieselbe Gasmenge auf einem höheren Druckniveau aus dem PVS 2 bereitgestellt werden muss. Dies hat vor allem Konsequenzen für die Speicher im PVS 2, da eine Absatzmöglichkeit auf niedrigem Druckniveau (was vor allem am Ende der Speichersaison relevant ist) wegfällt.

Um die entsprechenden Gasmengen von der West 2 in die West 1 Leitung über die Stationen Traismauer und Hart überspeisen zu können sind Adaptionen erforderlich. Die Station Traismauer wird auf eine maximale Kapazität von 80.000 Nm³/h ausgebaut. Um die Station Hart zu entlasten wird eine zusätzliche Regeleinrichtung in Doislau ($Q_{\max} = 40.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$) errichtet. Im Zuge der Errichtung der NNÖ West 4 Leitung wurde bereits in der Station Doislau ein entsprechender Platz für diese Regeleinrichtung vorgesehen. Der Umbau der Station Traismauer und die Errichtung der Regelanlage in Doislau werden im Projekt 2018/02 eingereicht. Die Fertigstellung der Stationen ist im Jahr 2020 geplant.

Die OMV Produktionen Stockerau und Roselsdorf müssen ab ca. 2025 damit rechnen, dass das Gas auf die Netz NÖ West 2 Leitung mit einem höheren Druckniveau eingespeist werden muss.

Im Zuge der Umbaumaßnahmen für die Stilllegung der Netz NÖ West 1 Leitung werden auch 7 Schieberhäuser der Netz NÖ West 2 Leitung von Auersthal bis Neumarkt erneuert. Ziel ist es, die Stationseinrichtungen der Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und in den Bereichen in denen die West 1 Leitung aufgelassen wird, die Trennung von der West 1 Leitung zur West 2 Leitung durchzuführen. Diese Ersatzinvestitionen sind im Projekt 2018/03 abgebildet. Die Umsetzung ist in den Jahren 2020 bis 2025 geplant.

4.15 Versorgung Raum Schärching

Derzeit wird der Raum Schärching in Oberösterreich ausschließlich über Deutschland versorgt. Auf Basis einer unverbindlichen höheren Kapazitätsanfrage hat AGGM im Rahmen der LFP 2017 die Verfügbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Schärching (Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich) erhoben. Zum damaligen Zeitpunkt konnte Energienetze Bayern die angefragte Kapazität nicht im vollen Umfang auf fester Basis bereitstellen. Als Alternative wurde eine Anbindung von Schärching an die österreichische Fernleitung Penta West geprüft und ein mögliches technisches Konzept ausgearbeitet.

Im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung für den KNEP 2017 hat AGGM einen Kapazitätsbedarf von 5.000 Nm³/h auf der Penta West im Raum Andorf eingebracht. GCA hat den

Kapazitätsbedarf geprüft und zurückgemeldet, dass derzeit die angefragte Kapazität bereitgestellt werden kann.

Auf Basis dieser unverbindlichen Kapazitätsanfrage wurde bis dato kein Netzzugangsantrag eingebracht. Dennoch wird die Versorgung von Schärding über die Penta West weiter verfolgt.

Das ursprüngliche technische Konzept musste verworfen werden, eine Neukonzeption ist derzeit in Ausarbeitung und Abstimmung. Auf Basis dieses Konzeptes erfolgt eine ökonomische und strategische Bewertung und gegebenenfalls eine Projekteinreichung in der LFP 2019.

4.16 Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein

Die technischen Stationselemente der beiden Netzübergabestationen Lichtenwörth und Hornstein haben ihre technische Lebensdauer erreicht. Beide Stationen sind vollständig neu zu überarbeiten und auf den Stand der Technik zu bringen.

Es ist erforderlich die Mengenumwerter inkl. der Mengenumwerter sowie der Fernwirk-, Visualisierungs- und Automatisierungseinrichtungen zu erneuern. Weiters ist der Batterieraum dem Stand der Technik anzupassen. Die Mengenregel- und Druckbegrenzungseinrichtungen sind zu erneuern.

Dieses Ersatzinvestitionsprojekt wird unter der Projektnummer 2018/04 eingereicht. Die Fertigstellung ist bis 2021 geplant.

4.17 Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall

4.17.1 Einleitung

Am 12.12.2017 hat es in der Station Baumgarten einen Vorfall gegeben, der eine Gasexplosion und einen Brand zur Folge hatte. Durch die Gasexplosion, den Brand und die anschließenden Löscharbeiten wurden zahlreiche Anlagenteile beschädigt.

4.17.2 Folgen für das Verteilergebiet

Am 12.12.2017 9:00 hat der Zwischenfall stattgefunden. Als unmittelbare Folge hat ein „emergency shutdown“ der Station Baumgarten stattgefunden, d.h. dass alle Eingangsschieber geschlossen wurden und somit die Station Baumgarten isoliert wurde. Sowohl die Einspeisung aus der Station Baumgarten in das Verteilergebiet als auch Transitströme in den Fernleitungen wurden unterbrochen.

Die Versorgung des Verteilergebietes erfolgte nach dem Zwischenfall vor allem aus den Speichern, die Inselversorgungen entlang der WAG und TAG konnten aus dem Linepack der Fernleitungen versorgt werden.

Bereits 11 Stunden später (12.12.2018 20:00) konnten, nachdem der Brand gelöscht wurde, die Fernleitungssysteme wieder in Betrieb genommen werden. Die direkte Verbindung der Station Baumgarten (Ein- und Ausspeisungen) mit dem Verteilergebiet blieb bis 13.3.2018 unterbrochen.

Die Versorgung des Verteilergebietes erfolgte in dieser Zeit vor allem aus den Speichern. Das Importgas wurde über die Abzweigpunkte der WAG und TAG übernommen.

Am 13.3.2018 wurde die Leitung G00 040 von der Station Baumgarten in das Verteilergebiet wieder in Betrieb genommen. Somit stand die potenteste Verbindung von Baumgarten in das Verteilergebiet wieder zur Verfügung.

Am 10.4.2018 konnte auch die Leitung G00 035 wieder in Betrieb genommen werden. Ab diesem Zeitpunkt war es möglich wieder die gesamte vertragliche Kapazität in das Verteilergebiet zu übernehmen, wobei durch die noch nicht angebundenen Leitungen G00 023, G00 030, und G00 020 noch nicht die volle Flexibilität vorhanden ist.

Die Teilinbetriebnahme der Leitung G00-023 ist im Q3 / 2018 geplant, dadurch kann die Flexibilität im Knoten Baumgarten erhöht werden.

Aufgrund des Zwischenfalles konnte im Zeitraum 12.12.2017 bis 27.9.2018. eine Exit Kapazität PVS2 (Verteilergebiet) in das PVS 1 (Fernleitung) in der Höhe von ca. 300.000 Nm³/h lediglich auf unterbrechbarer Kapazität bereitgestellt werden.

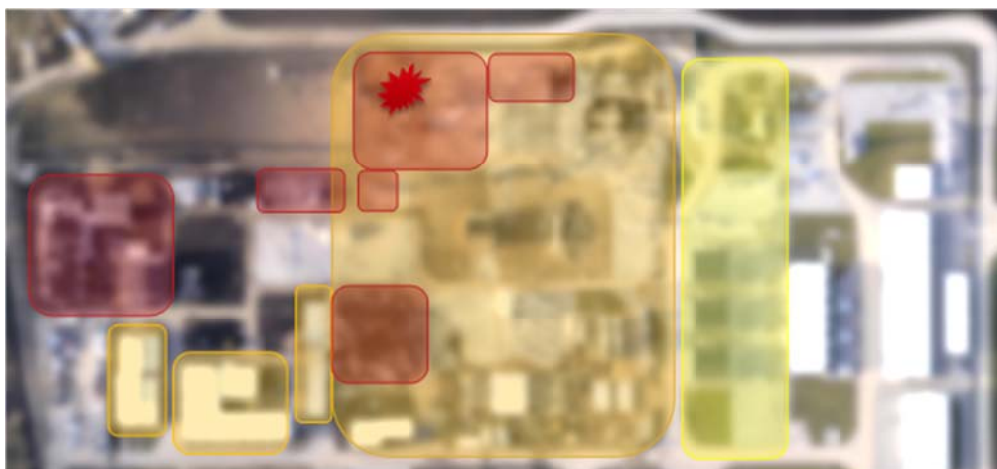
Seit 28.9.2018 steht die derzeit gebuchte Kapazität von ca. 360.000 Nm³/h (4.028.400 kWh/h) in der Qualität FZK wieder uneingeschränkt zur Verfügung.

Mit der geplanten Teilinbetriebnahme des Anlagenteils „TAG AZ“ (Bauliche Umsetzung des Projektes 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten) und des Projektes 2016/05 „Erneuerung Filterkonzept Baumgarten“ Ende 2018 kann eine Kapazität von 960.000 Nm³/h vom PVS 2 (Verteilerleitung) in das PVS 1 (Fernleitung) auf Basis FZK bereitgestellt werden.

Aufgrund der fehlenden Stromversorgung sowie Prozesssteuerung ist der vollautomatische Betrieb erst mit Ende 2020 realisierbar.

Folgendes Schadensbild zeigt sich im betroffenen Stationsareal:

Abbildung 5: Schadensbild im betroffenen Stationsareal



Quelle: GCA, 2018

Der gelb markierte Anlagenteil hat nur leichten Schaden genommen. Die Beeinträchtigung betrifft hauptsächlich EMSR Equipment und entstand durch die Hitzeeinwirkung des

Gasbrandes. Der betroffene Anlagenteil wurde eingehend überprüft und konnte nach Maßnahmenerledigung bereits für den sicheren Betrieb freigegeben werden.

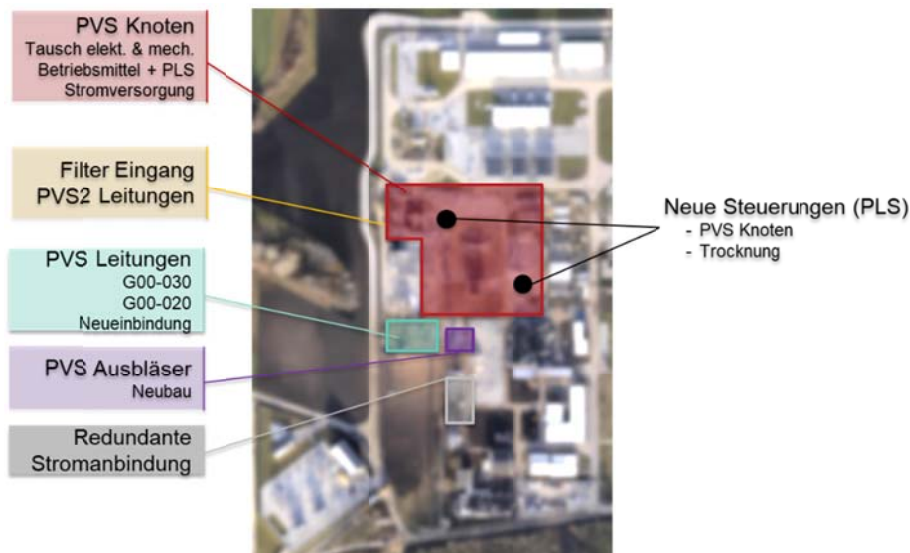
Orange markierte Anlagenteile und Gebäude wurden mitunter stark beschädigt. Vor allem für den betroffenen Anlagenteil stehen weder Stromversorgung noch das Prozesssteuerungssystem zur Verfügung. Auch das EMSR Equipment hat durch die höhere Hitzeeinwirkung Schaden genommen. Dieser Anlagenteil steht damit nicht zur Verfügung.

Die rot markierten Anlagenteile und Gebäude wurden aufgrund des Zwischenfalls so stark beschädigt, dass nach eingehenden Untersuchungen von einem Totalschaden ausgegangen wird. Betroffen sind unter anderem die PVS Messwarte und das Betriebsgebäude.

4.17.3 Notwendige Aktivitäten in der Station Baumgarten (im Verteilergebiet)

4.17.3.1 Anlagen

Abbildung 6: Notwendige Aktivitäten in der Station Baumgarten - Anlagen



Quelle: GCA, 2018

- Durch die Zerstörung der PVS Messwarte muss für den gesamten PVS Knoten die Stromversorgung sowie die Steuerung über ein Prozessleitsystem wiederhergestellt werden. Durch die Hitzeeinwirkung während des Brandes müssen auch alle elektrischen Betriebsmittel getauscht werden. Entgegen des damaligen Bestandes wird die Steuerung nicht zentral, sondern dezentral durch getrennte Controllereinheiten realisiert.
- Die Anbindung der Leitungen G00-020 und G00-030 an den PVS Knoten muss erneuert werden. Dies war der Bereich mit der höchsten Beeinträchtigung.
- Auch der Ausbläser des PVS Systems in Baumgarten muss neu errichtet werden, da die Hitzeeinwirkung Schäden an der Stahlkonstruktion verursachten.
- Da beim Zwischenfall die 20kV Stromzuleitung des PVS Systems beschädigt wurde, muss diese erneuert werden. Um in Zukunft die Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen zu

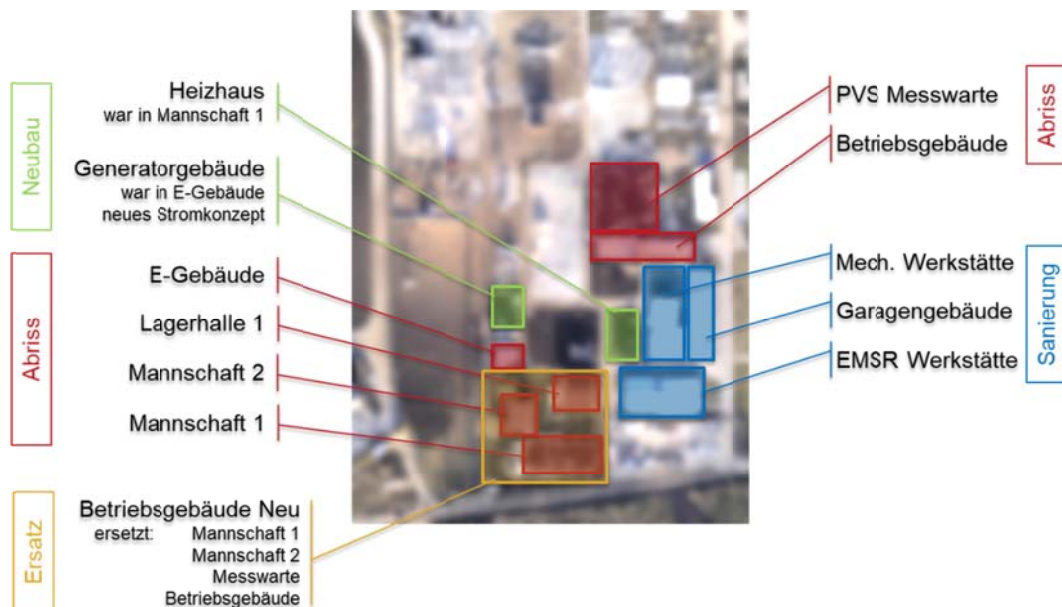
reduzieren, wird gleichzeitig eine redundante Stromzuleitung direkt vom Umspannwerk realisiert.

- Zum Schutz der Verdichtereinheiten der Fernleitung, ist es erforderlich, die Gasmengen kommend aus dem Verteilergebiet (PVS2) entsprechend zu filtern (Fahrweise PVS2 → PVS1). Die bereits installierten Filter der Leitung G00-040, G00-035 sowie G00-023 sollen gemäß Plan noch bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden. Der Neubau des Filters an der G00-030 Leitung wird erst 2019 erfolgen. Der endgültige Abschluss des Projektes (vollautomatische Betrieb der Filter) kann erst mit der neuen PVS Steuerung Ende 2020 realisiert werden.

4.17.3.2 Gebäude

- Sanierungen in einem sinnvollen Umfang sind an der EMSR- sowie Mechanischen Werkstätte als auch beim beschädigten Garagengebäude möglich.
- Alle weiteren Gebäude sind so schwer beschädigt, dass diese erneuert werden müssen. Als Ersatz für die fehlenden Einrichtungen wird zunächst das Heizhaus und Generatorgebäude noch 2018 neu errichtet.
- Da viele Gebäude aufgrund weitreichender Beschädigungen erneuert werden müssen, werden viele Funktionen im neuen zentralen Betriebsgebäude vereint. Als Optimierungsmaßnahme werden auch die Büros der Mitarbeiter in das neue Betriebsgebäude verlegt.

Abbildung 7: Notwendige Aktivitäten in der Station Baumgarten - Gebäude



Quelle: GCA, 2018

4.17.3.3 Resultierende Teilprojekte

Aus den oben beschriebenen erforderlichen Aktivitäten in der Station Baumgarten (Verteilergebiet) wurden folgende Teilprojekte für die Wiederherstellung abgeleitet. Aus der Tabelle sind die geplanten Umsetzungszeiten und die voraussichtlichen Kosten ersichtlich.

Abbildung 8: Erforderliche Teilprojekte zur Wiederherstellung von Baumgarten (Verteilergebiet)

	Umsetzungszeitraum																Voraussichtliche Kosten [Mio. EUR]
	2018				2019				2020				2021				
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	CAPEX
Redundante Stromversorgung																	■ [BGG]
Neubau Heizhaus																	■ [BGG]
Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung																	-- [BGG] *)
PVS Knoten Wiederaufbau																	■ [BGG]
EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG) - Eingangsleitungen																	■ [BGG]
EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG) - Gebäude und Infrastruktur																	■ [BGG]
EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG) - G00-035 Fahrweg																	■ [BGG]
EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG) - G00-023 Fahrweg																	■ [BGG]
EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG) - Kollektor 2 Fahrweg																	■ [BGG]
Gesamtsumme																	■ [BGG]
*) CAPEX von ■ Mio. EUR [BGG] bereits im Projekt 2016/05 integriert																	

Quelle: GCA, 2018

5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2018

Aufgrund der im Kapitel 03 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 4 beschriebenen Maßnahmenvorschläge ist die Umsetzung der in Kapitel 5.1 und in Kapitel 5.2 aufgelisteten Projekte erforderlich. Zusätzlich zur Angabe der wichtigsten Projektdaten in den Übersichtstabellen erfolgt in der letzten Spalte eine Kennzeichnung, ob die Projekte auf Basis von Kapazitätserweiterungsverträgen, auf Basis von Kapazitätserweiterungsanträgen auf Basis von erforderlichen Netzausbauten oder aufgrund von erforderlichen Ersatzinvestitionen beantragt werden.

Zu jedem Projekt erfolgt im Anhang 1 eine Detailbeschreibung in Form eines standardisierten Projektblattes. In diesem Projektblatt werden die wichtigsten Daten eines jeden Projektes übersichtlich dargestellt.

Erfolgt die Einreichung eines Projektes auf Basis eines Variantenvergleiches, so werden die Kosten von AGGM mithilfe von Einheitskosten ermittelt, welche in die Variantenbewertung einfließen. Diese Kosten werden im Feld Ökonomische Bewertung eingetragen. Die ermittelten Kosten stellen keine Budgetwerte dar, sondern dienen dem Variantenvergleich und sind nur eine Abschätzung der zu erwartenden Kosten.

Für andere Projekte erfolgt die Kostenabschätzung entweder vom umsetzenden Netzbetreiber oder von der AGGM. In den Projektblättern wird angeführt, wer die Kostenabschätzung durchgeführt hat. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Kostenabschätzungen keine Budgetwerte sind.

Bei jenen Projekten, die im Rahmen der LFP 2018 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

5.1 Weiterführung von genehmigten Projekten

In Tabelle 10 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus der Langfristigen Planung 2017 weitergeführt werden.

Tabelle 10: Weiterführung von genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status	
Weiterführung von genehmigten Projekten					
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen
 KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden
 NA erforderlicher Netzausbau
 E Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: AGGM, 2018

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgestellte Projekte und neue Projekte

In der LFP 2018 gibt es sieben genehmigte Projekte mit Abänderungen. Zusätzlich werden vier neue Projekte eingereicht.

Tabelle 11: Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgestellte Projekte und neue Projekte

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status	
Genehmigte Projekte mit Abänderungen					
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	12/2018	in Umsetzung	NA
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2019	in Umsetzung	NA
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2020	genehmigt	E
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	in Umsetzung	E
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	in Umsetzung	E
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2020	in Umsetzung	E
2017/01	Auerthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	05/2019	eingereicht	E
Neue Projekte					
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GCA	12/2020	eingereicht	E
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	eingereicht	NA
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auerthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	eingereicht	E
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	eingereicht	E

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

E Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: AGGM, 2018

5.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2018

In Tabelle 12 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2018 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 12: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2018

Die letzte Spalte der Tabelle unterliegt den Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Projekte der LFP 2018						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung	Status	Änderung der CAPEX zur LFP 2017	CAPEX [Mio. €] [BGG]
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	12/2018	in Umsetzung	nein	
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung	nein	
2014/01	Leitungssegment: Velim - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2019	in Umsetzung	ja	
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2020	genehmigt	nein	
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	in Umsetzung	nein	
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	in Umsetzung	nein	
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2020	in Umsetzung	ja	
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	05/2019	in Umsetzung	ja	
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergelände)	GCA	12/2020	eingereicht	---	
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	eingereicht	---	
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	eingereicht	---	
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	eingereicht	---	
Summe						
Projekte mit Status: in Umsetzung u. genehmigt						
Projekte mit Status: eingereicht						

Quelle: AGGM, 2018

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2019

Der Kapazitätsausweis 2018 wurde auf Basis des von der E-Control Austria am 15.4.2014 genehmigten „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ gerechnet.

Das „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ beschreibt den Prozess und die Systematik wie Kapazitäten innerhalb des Verteilergebietes berechnet und ausgewiesen werden. Die konkreten für die Berechnung der Kapazitäten verwendeten Eingangsparameter werden im Anhang 2 „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ dargestellt.

Tabelle 13: Kapazitätsausweis 2019

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Kapazitätsausweis 2019 für das Marktgebiet Ost					ausweisbare Kapazität 2018	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code		SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h
frei verfügbare nominale Standardkapazität Cluster Ost					13.647.890	5.915.500
frei verfügbare nominale Standardkapazität Cluster West					2.286.013	2.953.865
Speicher						
Cluster Ost						
Speicher Wien	Wiener Netze	Wiener Erdgasspeicher	25W-SPWIEN-WEG-J			
SP NÖ	GCA	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z			
Cluster West						
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G			
Pudkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCH-RAGA			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV			
7 Fields/Zagling	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-GS-6			
Nussbaum/Zagling	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q			
Haidach	Netz Oberösterreich	astora	25W-SPHAID-AST-Z			
Haidach	Netz Oberösterreich	GSA	25W-SPHAID-GAZ-M			
Summe					22.099.513	15.086.635
Produktion						
virt. Summe	GCA	OMV	25W-PRODNO-OMV-S			
virt. Summe	Netz Niederösterreich	OMV	AGGM-PRODEVN-OMV			
Thann	Netz Oberösterreich	OMV				
Pudkirchen	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODFUC-RAG			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODTAI-RAG			
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	RAG	25W-PRODOO-RAG-1			
virt. Summe	Salzburg Netz	RAG	25W-PRODSBG-RAGE			
virt. Summe	Netz Niederösterreich	RAG	25W-PRODNO-RAG-9			
Summe					1.515.099	
Biogas						
Asten	Linz Gas Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ASTEN-T			
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-BRUCK-7			
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ENGERW-W			
Salzburg Bio	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-EUGEND-J			
Steindorf	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STEIND-H			
Wr. Neustadt	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WRNEUSTH			
St. Margarethen	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-MARG-9			
Bio Wien	Wiener Netze	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WIEN-R			
Leoben	STW Leoben	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-LEOB-W			
Zell am See	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ZELISEEU			
Strass	ENS	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STRASS-P			
Summe					29.104	
Grenzübergabepunkt						
Laa	Netz Niederösterreich		272G-LAA-CZ-AT-F		242.950	-
Freilassing	Salzburg Netz		2120000000C0260T		260.000	-
Summe					502.950	0

Kapazitätsausweis 2019 für das Marktgebiet Tirol					ausweisbare Kapazität 2018	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code		SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h
frei verfügbare nominale Standardkapazität					1.409.445	841.069
Biogas					Betriebs- und Geschäftsgeheimnis	
Schlitters	T GAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-SCHUT-A			
Strass	T GAS	Biogasanlagenbetreiber	1 3W-BIO-STRASS-Y			
Summe					1.345	
Grenzübergabepunkt						
Pfronten	E/A		212000000000263N		nicht buchbar	nicht buchbar
Kiefersfelden	T GAS		212000000000038U		nicht buchbar	nicht buchbar
Gries am Brenner	T GAS		noch nicht vergeben		nicht buchbar	derzeit noch nicht verfügbar

Kapazitätsausweis 2019 für das Marktgebiet Vorarlberg					ausweisbare Kapazität 2018	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code		SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h
frei verfügbare nominale Standardkapazität					831.960	501.753
Biogas					Betriebs- und Geschäftsgeheimnis	
Lustenau	VEN	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-LUSTEN-G			
Frastanz	VEN	Biogasanlagenbetreiber	Biogas 11er			
Summe					6.200	
Grenzübergabepunkt						
Lindau	VNE		2120000000000252S		nicht buchbar	nicht buchbar
Höchst	VNE		132000000000102X		nur Notversorgung	nur Notversorgung
Baags	VNE		132000000000103V		nur Notversorgung	nur Notversorgung
Rugell	VNE		132000000000101Z		nicht buchbar	501.847
Summe						501.847

Quelle: AGGM, 2018

Im Marktgebiet Ost wird für Biogasanlagen eine Entry Standardkapazität von 29.104 kWh/h ausgewiesen (siehe Tabelle 13). Für Produktionsanlagen wird eine Entry Standardkapazität von 1.515.099 kWh/h ausgewiesen. Für Erdgasspeicher werden eine Entry Standardkapazität von 22.099.513 kWh/h und eine Exit Standardkapazität von 15.086.635 kWh/h ausgewiesen.

Im Cluster West beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 2.286.013 kWh/h und Exit Standardkapazität 2.953.865 kWh/h. Im Cluster Ost beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 13.647.890 kWh/h und Exit Standardkapazität 5.915.500 kWh/h.

Im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg steht sowohl Entry als auch Exit Standardkapazität zur Verfügung. Siehe dazu Tabelle 13.

Die TIGAS plant eine Erweiterung des Netzes Richtung Gries am Brenner, um eine Inselversorgung am Brenner auf Südtiroler Seite durchführen zu können. Dazu wird an der Grenze ein Grenzübergabepunkt eingerichtet und eine Übergabemessstation gebaut. Die ausweisbare Kapazität am Grenzübergabepunkt Gries am Brenner wird 3.384 kWh/h betragen, die ab Fertigstellung der Bauarbeiten gebucht werden können.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2018 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2019 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2019 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

Aufgrund der mit 1.10.2016 geänderten Situation in Liechtenstein wurde der Kapazitätsausweis in Vorarlberg insbesondere für Ruggell neu berechnet. Im Vergleich zum Absatz ist das verfügbare Linepack in Vorarlberg sehr gering. Die Kundenstruktur in Vorarlberg ist vor allem von tagesbilanzierenden Endkunden geprägt. Diese Tatsachen bewirken, dass an kalten Wintertagen, bei einer flat Übergabe des Gases in den NCG Bilanzkreis der A&B welches in Lindau übernommen wird, das Linepack des VEN und LGV Netzes nicht ausreicht um die tageszeitlich strukturierte Gasentnahme der Endkunden auszugleichen. Der Kapazitätsausweis für das Marktgebiet Vorarlberg wurde deshalb auch unter der Prämisse gerechnet, dass die größtmögliche Kapazität auszuweisen ist, auch wenn dies bei kalten Wintertagen zur Folge hat, dass Ausgleichsenergie zur Strukturierung an einem Tag gekauft und wieder verkauft werden muss.

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2018

Am 16.10.2018 wurde die Langfristige Planung 2018 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days vorgestellt.

Der Bericht der Langfristigen Planung 2018, Ausgabe 1 vom 16.10.2018 wurde zur Konsultation gestellt. Der Bericht wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht. Alle Marktteilnehmer wurden per e-mail auf die Konsultation hingewiesen. Die Konsultation fand im Zeitraum vom 17.10.2018 bis 09.11.2018 statt.

Es wurde eine Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2018 abgegeben. Die Stellungnahme ist im Anhang 5 dem Bericht beigelegt.

Im Folgenden erfolgt eine Würdigung der Stellungnahme.

Stellungnahme der Energienetze Bayern

AGGM bedankt sich für die Bekanntgabe der Information, dass ab 2019 auch eine höhere Leistung für die Versorgung des Raumes Schärching von den Energienetzen Bayern bereitgestellt werden könnte.

Gas Connect Austria, Netz Oberösterreich und AGGM prüfen derzeit die alternative Versorgungsmöglichkeit des Raumes Schärching über die Penta West. Derzeit gibt es noch keine abschließende Bewertung des Projektes.

Der NKP Schärching ist ein Teil des DIANE Modells, die Auswirkungen der veränderten Lastflüsse werden in der Gesamtbewertung mit berücksichtigt.

8 Zusammenfassung

8.1 Daten- und Prognosegrundlage

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergbietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der Ten Year Network Development Plan als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes wurde durchgeführt. Die Langfristige Planung wurde mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung 2018 wurden mit den Marktteilnehmern am Austrian Gas Infrastructure Development Day am 16.10.2018 diskutiert.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen wird auch in der LFP 2018 die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt, wobei dem „Baseline Szenario“ (es werden keine weiteren Gaskraftwerke in Österreich umgesetzt) die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird.

8.2 Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen

Der Zwischenfall in Baumgarten hat die Gasflusssteuerung im Winter 2017/18 maßgeblich geprägt. Trotz der umfangreichen Beschädigungen der Infrastruktur in der Station Baumgarten konnten alle Endkunden ohne Unterbrechung versorgt werden. Eine wichtige Funktion haben dabei die Erdgasspeicher im Marktgebiet Ost übernommen. Durch die schnelle provisorische Wiederinbetriebnahme der Einspeisekapazität in der Station Baumgarten in das Verteilergbiet konnte auch die Befüllung der Gasspeicher für den Winter 2018/19 sichergestellt werden. Um die volle Funktionsfähigkeit von Baumgarten wieder herzustellen ist auf der Ebene des Verteilergbietes die Umsetzung des Projektes 2018/01 „Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergbiet)“ erforderlich.

Ab 12/2018 wird die Qualität der Entry Standardkapazität vor allem für die Speicherunternehmen deutlich verbessert werden. Dafür ist die Realisierung von 3 Projekten erforderlich: Das Projekt 2012/2 „Reverseflow Auerthal“ ist bereits fertiggestellt. Die Projekte 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2015/5 „Druckanhebung Oberösterreich“ werden noch 2018 fertiggestellt.

Weiterhin besteht eine angespannte Drucksituation bei hohen Absätzen in der Übergabestation Wilfleinsdorf. In der Langfristigen Planung 2018 wird das Projekt 2014/1 „Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ weiter fortgeführt. Durch die Umsetzung dieses Projektes können die kritischen Drucksituationen an der Übergabestation Wilfleinsdorf vermieden werden und gleichzeitig wird das nutzbare Linepack in der neuen Südleitung erhöht, welches von besonderem Interesse für die Gasflusssteuerung, aufgrund des erforderlichen Ausgleichs der tagesbilanzierenden Endkunden ist.

Aufgrund von Kapazitätsengpässen im Süden von Deutschland werden nach Vorgabe der BNetzA Kapazitätsverlagerungen von nicht gebuchten Kapazitäten von den Grenzübergabepunkten hin zu innerdeutschen Abnahmepunkten durchgeführt. Deshalb musste

AGGM bereits in der Jahresauktion die gesamte verfügbare Kapazität an den Grenzübergabepunkten Lindau und Zone Kiefersfelden/Pfronten kontrahieren, eine jahreszeitlich strukturierte Kapazitätsbuchung war dadurch nicht möglich, was zu einer zusätzlichen Kostenbelastung für Vorarlberg und Tirol führt. Die zusätzlich erforderliche gesicherte Kapazität für die Wintermonate für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wird wie letztes Jahr beschafft, indem unterbrechbare Kapazität mit Lastflusszusagen abgesichert wird.

Durch die Stilllegung von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung (Verteilernetz Ebene 2 Leitung) werden die Endkunden im Westen von Niederösterreich teilweise über andere Transportrouten versorgt. Die Umsetzung des Projektes 2018/02 „Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau“ ist dadurch erforderlich.

In der Langfristigen Planung 2018 wurden wie im Jahr zuvor ebenfalls die Ersatzinvestitionen analysiert und mit aufgenommen. Bei Umsetzung der Projekte 2016/01, 2016/03 bis 2016/05, 2017/01, 2018/03 und 2018/04 werden die jedenfalls erforderlichen Ersatzinvestitionen realisiert, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes erforderlich sind.

Der Bescheid zur Langfristigen Planung 2017 wurde unter der Auflage genehmigt, dass bis zur Erstellung der nächsten Langfristigen Planung gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern eine Untersuchung anzustellen ist, ob durch zusätzliche Anbindungen des Verteilernetzes an das Fernleitungsnetz die Nutzung vorhandener Infrastruktur optimiert werden kann. AGGM hat diese Untersuchung gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt und den Bericht E-Control übermittelt. Die Bescheidaufgabe wurde somit erfüllt.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der Langfristigen Planung 2018 umgesetzt werden, alle zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können.

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
APG	Austrian Power Grid
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
EGS	E.ON Gas Storage GmbH
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
FID	Final Investment Decision
FS07	Feasibility Study 07
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GRIP	Gas Regional Investment Plan
ENS	Energienetze Steiermark
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GY	Gasjahr (Gasyear) (1. 10. 200x 06:00 – 01. 10. 200x+1 06:00)
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag
KEV	Kapazitätserweiterungsvertrag
KNG	Kärnten Netz GmbH
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft Wärme Kopplung
LFP	Langfristige Planung
LGV	Liechtensteinische Gasversorgung
LNG	Liquified Natural Gas
NAV	Netzausbauvertrag
NB	Netzbetreiber
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
NCG	Marktgebiet Net Connect Germany
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
Nm³/h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
OGSA	OMV Gas Storage Austria GmbH
PN	Normdruck
PVS	Primärverteilsystem (PVS1 = Fernleitung, PVS2 = Verteilergebietsleitungen)
RAG	RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
SLP	Standardlastprofil
TAG	Trans Austria Gasleitung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VEN	Vorarlberger Energienetze GmbH
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebietsmaximum
VHP	Virtueller Handelspunkt
WAG	West Austria Gasleitung
WES	Wien Energie Speicher

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In der LFP 2018 berücksichtigte Kraftwerksleistung	21
Tabelle 2:	Speicher, gebuchte Kapazität, Stand 17.7.2018.....	35
Tabelle 3:	Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs.....	36
Tabelle 4:	Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 17.7.2018	37
Tabelle 5:	Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 17.7.2018.....	38
Tabelle 6:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2017	40
Tabelle 7:	Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2019 bis 2028 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.....	43
Tabelle 8:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938	44
Tabelle 9:	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung.....	51
Tabelle 10:	Weiterführung von genehmigten Projekten	78
Tabelle 11:	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgestellte Projekte und neue Projekte	79
Tabelle 12:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2018	80
Tabelle 13:	Kapazitätsausweis 2019.....	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Absatzszenarien	25
Abbildung 2:	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	50
Abbildung 3:	Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	54
Abbildung 4:	Übersicht über die Planungsvarianten	68
Abbildung 5:	Schadensbild im betroffenen Stationsareal	74
Abbildung 6:	Notwendige Aktivitäten in der Station Baumgarten - Anlagen.....	75
Abbildung 7:	Notwendige Aktivitäten in der Station Baumgarten - Gebäude	76
Abbildung 8:	Erforderliche Teilprojekte zur Wiederherstellung von Baumgarten (Verteilergebiet)	77
Abbildung 9:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2018	81

Diagrammverzeichnis

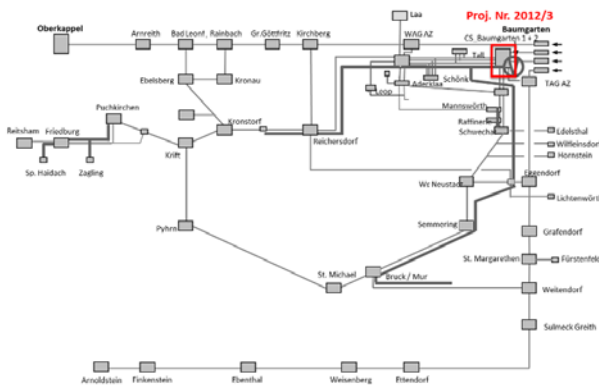
Diagramm 1:	Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018.....	22
Diagramm 2:	Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018.....	23
Diagramm 3:	Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018.....	24
Diagramm 4:	Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2018.....	24
Diagramm 5:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost.....	27
Diagramm 6:	Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost.....	29
Diagramm 7:	Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost.....	29
Diagramm 8:	Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	30
Diagramm 9:	Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	30
Diagramm 10:	Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost	31
Diagramm 11:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg	32
Diagramm 12:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol	33
Diagramm 13:	Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilergebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz	57
Diagramm 14:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2018 (bis 1.8.2018)	58
Diagramm 15:	Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilergebiet in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013 bis 2018 (bis 1.8.2018)	60
Diagramm 16:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte	64
Diagramm 17:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte	64

Anhang 1

Planungsfall: LFP 2018

Ausgabe: 2
Ausgabe 2, Einreichung bei ECA

Projekt-Nr.	Projektname	Projekträger	Geplante Fertigstellung	Status/Ausgabe	
2012 / 03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	Gas Connect Austria GmbH	12/2018	in Umsetzung	10
2012 / 05	Druckanhebung Oberösterreich	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH	11/2018	in Umsetzung	7
2014 / 01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz Niederösterreich GmbH	12/2019	in Umsetzung	5
2016 / 01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	10/2020	in Umsetzung	3
2016 / 03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2020	in Umsetzung	3
2016 / 04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2018	in Umsetzung	3
2016 / 05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2020	in Umsetzung	3
2017 / 01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2019	genehmigt	2
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2020	eingereicht	1
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz Niederösterreich GmbH	12/2020	eingereicht	2
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz Niederösterreich GmbH	12/2025	eingereicht	1
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz Niederösterreich GmbH	12/2021	eingereicht	1

Projektnummer:	2012 / 03		
Projektname:	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten		
Ausgabe:	10	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	09/2015
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2018
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Ziel des Projektes ist es die Kapazität des physikalischen Gasflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zu erhöhen um an den Produktions- und Speicher Entrypunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe Kapazität ausweisen zu können.			
Projektbeschreibung:  <p>In der Station Baumgarten sind entsprechende Maßnahmen zu treffen, damit ein zusätzlicher physischer Gasfluss aus dem PVS2 in das PVS1 ermöglicht wird.</p>			
Besonders zu beachten: Die zu adaptierenden Anlagenteile befinden sich im Fernleitungsnetz. Dieses Projekt ist kein Umsetzungsprojekt im Verteilergebiet. Mit diesem Projekt der Langfristigen Planung wird von der ECA die Genehmigung beantragt, eine entsprechende EXIT Kapazität in das Fernleitungsnetz der GCA (vom PVS2 in das PVS1) kontrahieren zu können.			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten: Exit VG (PVS 2 ÷ PVS 1) FZK: 960.000 Nm ³ /h (zusätzlich zu Staus Quo 600.000 Nm ³ /h) bei 54 barg Die Druckangaben beziehen sich auf den Übergabepunkt PVS2->PVS1 in Baumgarten.			

Ökonomische Daten:

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von V1.0 (LFP12 V1.0) auf V2.0 (LFP12 V3.0): Besonders zu Beachten, Projektbeschreibung, technische Daten, ökonomische Daten, öffentliches Interesse

Von V2.0 (LFP12 V3.0) auf V3.0 (LFP12 V4.0): Projektname, Fertigstellung, Projektziel, Besonders zu Beachten, Technische Daten, Ökonomische Daten.

Von V3.0 (LFP12 V4.0) auf V4.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Technische Daten, Projektstatus

Von V4.0 (LFP13 V1.0) auf A5 (LFP 2014, A1): Fertigstellung

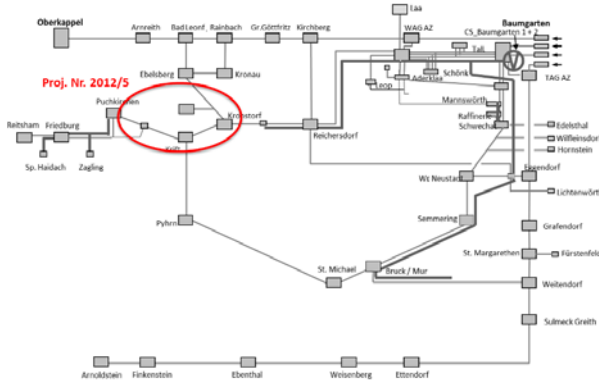
Von A5 (LFP 2014, A1) auf A6 (LFP 2014, A2): Fertigstellung

Von A6 (LFP14 A2) auf A7 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, Besonders zu beachten, technische Daten, Ökonomische Daten

Von A7 (LFP15 A1) auf A8 (LFP16 A1): Projektstatus, geplante Fertigstellung, technische Daten

Von A8 (LFP16 A1) auf A9 (LFP17 A2): geplante Fertigstellung

Von A9 (LFP17 A2) auf A10 (LFP18 A1): geplante Fertigstellung

Projektnummer:	2012 / 05		
Projektname:	Druckanhebung Oberösterreich		
Ausgabe:	7	Projektträger:	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	04/2016
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	11/2018
Datum:	03.10.2017	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Durch die Anhebung des zulässigen Druckes in Teilen des Ebene 1 Verteilerleitungsnetzes der Netz Oberösterreich (Rainbach - Ebelsberg - Kronstorf- Puchkirchen - Spital am Pyhrn inkl. Anbindung Speicher Thann) auf 70 barg soll es ermöglicht werden den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West zu verbessern.			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <p>Um die Anhebung des zulässigen Druckes auf 70 barg sicherstellen zu können, sind folgende Adaptionen in Ebene 1 Stationen durchzuführen:</p> <p>Es müssen 13 Druckregelanlagen umgebaut werden. Die Maßnahmen umfassen die Ertüchtigung der Vorwärmleistung und die zusätzliche Adaptionierung mit Druckabsicherungseinrichtungen.</p> <p>In 5 Schieberstationen sind zusätzliche Armaturen zur Drucktrennung vorgesehen. Einzelne Leitungsabschnitte sind hinsichtlich ihrer Integrität einer genauen Untersuchung zu unterziehen (zusätzliche Inneninspektionen der Leitungen, Kathodenschutzmessungen)</p> <p>Die Arbeiten werden in 2 Ausbausritten durchgeführt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausbausritt 1: Es werden alle Maßnahmen durchgeführt, damit das Netz aus sicherheitstechnischer Sicht mit 70 barg betreiben werden kann. <p>Es ist geplant, diesen Projektteil bis 10/2017 umzusetzen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausbausritt 2: Finalisierung der Adaptierungen der Vorwärmeleistungen. <p>Es ist geplant, diesen Projektteil bis 11/2018 umzusetzen.</p> </div> </div>			

Besonders zu beachten:

Die Umsetzung des Projekts 2012/05 setzt voraus, dass seitens des Speicherbetreibers RAG eine verbindliche Zusage vorliegt, den erforderlichen Ausbau seiner Speichereinrichtungen vorzunehmen damit bis zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Projektes 2012/05 Ausbauschritt 1 ein Entry Druck von 70 barg bereitgestellt werden kann (ein entsprechendes Schreiben ist im Dezember 2015 bei AGGM eingelangt).

Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

Durch die Realisierung dieses Projektes wird es ermöglicht, dass in erhöhtem Ausmaß physikalisch Gas aus den Speichern im Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zum virtuellen Handelspunkt transportiert werden kann.

Dadurch wird einerseits die Liquidität des Gasmarktes gestärkt, indem Händler das in österreichischen Speichern gespeicherte Gas am virtuellen Handelspunkt handeln können.

Andererseits ist dieses Projekt erforderlich, damit die europäische Versorgungssicherheit erhöht werden kann, denn nur die Möglichkeit eines physikalischen Rückflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz, welche ein Engpassfreies Verteilernetz voraussetzt, kann den österreichischen Nachbarländern Hilfe im Fall eines Gasengpasses gewährt werden.

Entsprechend der Erreichung der Ziele gemäß § 22 (1) Z1 lit c ist es erforderlich dieses Projekt umzusetzen.

Technische Daten:

siehe Projektbeschreibung

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG] (Kosten ausschließlich für Anlagenteile der Ebene 1 Verteilerleitung)

Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2015

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

V 1.0 (Änderungsantrag 1 zur LFP 2012 vom 29.5.2013) auf V2.0 (Abänderung des „Änderungsantrages 1 vom 29.5.2013“ vom 4.7.2013): Projektbeschreibung

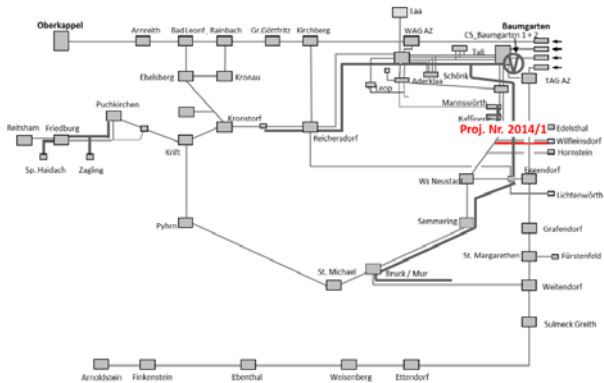
Von V2.0 (Abänderung des „Änderungsantrages 1 vom 29.5.2013“ vom 4.7.2013) auf A3 (LFP 2014, A1): Fertigstellung

Von A3 (LFP 2014, A1) auf A4 (LFP 2014, A2): Fertigstellung

Von A4 (LFP14 A2) auf A5 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, Fertigstellung, Projektziel, Projektbeschreibung, besonders zu beachten, ökonomische Daten

Von A5 (LFP15 A1) auf A6 (LFP2016 A1): Projektstatus, geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, Besonders zu beachten

Von A6 (LFP2016 A1) auf A7 (LFP2016 A2): öffentliches Interesse

Projektnummer:	2014 / 01		
Projektname:	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf		
Ausgabe:	5	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	12/2014
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2019
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: <p>Ziel des Projektes ist es, den Druckverlust zwischen der Netz NÖ Südleitung (Eingangsdruck Station Velm) und der Übergabestation Wilfleinsdorf (Ausgangsdruck Netz Burgenland) zu reduzieren.</p> <p>Damit soll sichergestellt werden, dass es zu keinen Druckverletzungen an der Übergabestation Wilfleinsdorf kommt und dass durch den geringeren erforderlichen Eingangsdruck (Netz NÖ Südleitung) das nutzbare Linepack in der Südleitung vergrößert wird.</p> <p>Weiters ist es Ziel des Projektes, den Infrastrukturbestand (Bestandsleitung Baujahr 1957) zu erneuern um zusätzliche Reinvestitionskosten in die Leitung und in das Schieberhaus Mitterndorf zu vermeiden.</p>			
Projektbeschreibung:  <p>Das Projekt besteht aus 2 Bauabschnitten:</p> <p>Bauabschnitt 1:</p> <p>Neubau der Leitung zwischen der bestehenden Station Velm und der bestehenden Station Mannersdorf, wobei alle bestehenden Ortsversorgungen entlang der Leitung an die neu zu errichtende Leitung angebunden werden. Die bestehende Leitung wird aufgelassen. Die Fertigstellung des 1. Bauabschnittes ist mit Dezember 2019 geplant.</p> <p>Bauabschnitt 2:</p> <p>Adaption der Übergabestation Wilfleinsdorf. Die Übergabestation ist gemäß den angeführten technischen Daten zu adaptieren. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme des 2. Bauabschnittes erfolgte im Herbst 2017.</p>			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse: <p>Gemäß § 4 GWG ist es Ziel des GWG der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas zur Verfügung zu stellen und dessen effizienten Einsatz, insbesondere auch bei der Umwandlung von</p>			

Strom und Wärme zu gewährleisten.

Diesem Projekt kommt öffentliches Interesse gemäß § 22 (1) Z1 lit a zu. Demnach ist es Ziel der Langfristigen Planung, die Deckung der Nachfrage an Transportkapazität zur Versorgung der Endkunden sicherzustellen. Konkret ist dieses Projekt erforderlich, um den Bereich Burgenland Nord bis Seewinkel mit ausreichender Kapazität und einem ausreichenden Druck zu versorgen.

Technische Daten:

Bauabschnitt 1: Leitung

Durchmesser: DN 250

Länge: 14 km

Nenndruck: PN 70

Bauabschnitt 2:

In der Station müssen insbesondere folgende Funktionen erfüllt werden können:

Mengenregelung, Druckregelung, Messung.

Die Messeinrichtung ist für eine Menge $Q_{max} = 25.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bei einem $P_{min} = 40 \text{ barg}$ auszulegen.

Die Station ist mit allen gastechnisch erforderlichen Einrichtungen auszustatten.

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber auf Basis von Vergabepreisen, Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:

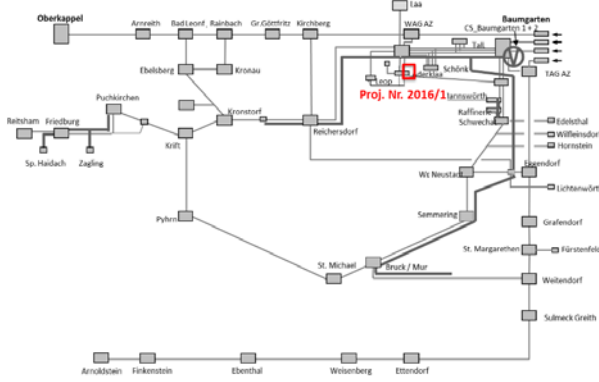
Änderung zur letzten Ausgabe:

Von A1 (LFP 2014, A1) auf A2 (LFP 2014, A2): Ökonomische Daten

Von A2 (LFP14 A2) auf A3 (LFP16 A1): Projektstatus

Von A3 (LFP16 A1) auf A4 (LFP17 A1): Fertigstellung

Von A4 (LFP17 A1) auf A5 (LFP18 A1): Ökonomische Daten

Projektnummer:	2016 / 01		
Projektname:	Ersatzinvestition Leitung G00 006		
Ausgabe:	3	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2019
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	10/2020
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 006 (DN 200, PN64) damit die Versorgung der Endkunden aufrechterhalten werden kann.			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Um die Versorgungssituation zukünftig wesentlich zu verbessern, soll die G00-006 teilweise aufgelassen werden. Dafür ist die G00-025 mit einer Schieberstation auszustatten, von deren Bypass die NNÖ Abnehmer von beiden Sektionsseiten der Pipeline G00-025 im Fall von Arbeiten ohne Unterbrechung versorgt werden können. Die neue Schieberstation Helmahof wird in PN70 und nach neuestem Standard automatisiert ausgeführt. Somit ist neben der Versorgungssicherheit auch die Sicherheit im Fall eines Leitungsschadens durch eine Fernabschaltung vom Disponenten in höchstem Maße umgesetzt.</p> <p>Die Zuleitung von dieser neuen Schieberstation zu den Anbindepunkten der NNÖ Abnehmer D.Wagram und dem Asphaltwerk wird auf der Trasse der G00-006 in einer Leitungsdimension von DN100/PN70 und einer Länge von 1,7km neu errichtet.</p> </div> </div>			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten: Gasleitung: Länge: 1,7 km Durchmesser: DN 100			

Nenndruck: PN 70

Schieberstation in der G00 025

Beidseitige Anspeisung der zu errichtenden Leitung DN 100

Nenndruck: PN70

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018

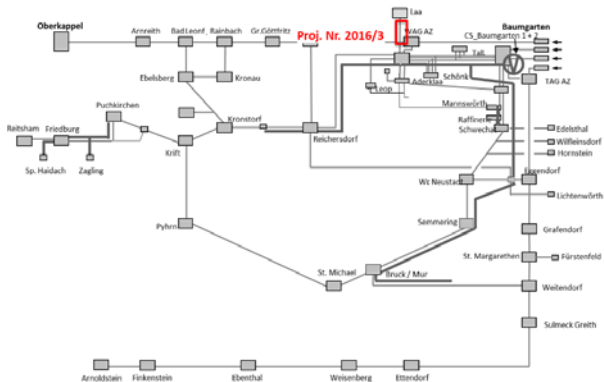
Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstart, Fertigstellung, Projektstatus

Von A2 (LFP17 A1) auf A3 (LFP18 A1): Projektziel, Projektbeschreibung, Technische Daten,
Ökonomische Daten

Projektnummer:	2016 / 03		
Projektname:	Ersatzinvestition der Leitung G00 011		
Ausgabe:	3	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	09/2015
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2020
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 011, welche von Auersthal nach Laa an der Thaya führt (DN 300, ca. 51 km, PN 64), durch eine neue Leitung im selben Durchmesser, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.			
Projektbeschreibung:  <p>Die bis dato noch nicht erneuerten Teilstücke der Leitung G00 011 sind durch eine neue Leitung zu ersetzen. Die Trassenführung wird derart angepasst, dass besiedelte Gebiete gemieden werden.</p> <p>Die bis dato von der G00 011 versorgten Gebiete werden auch weiterhin angebunden.</p>			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten: Gasleitung: Länge: 51 km Durchmesser: DN 300 Nennndruck: PN 70			

Ökonomische Daten:

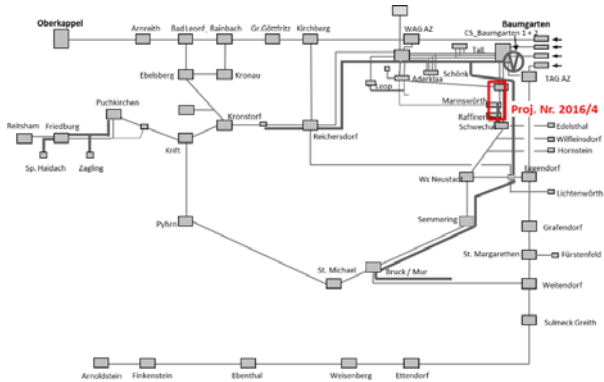
Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle: keine

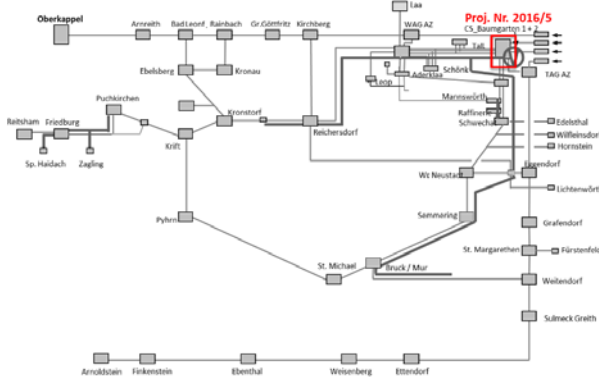
Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP2017 A1): Projektstatus

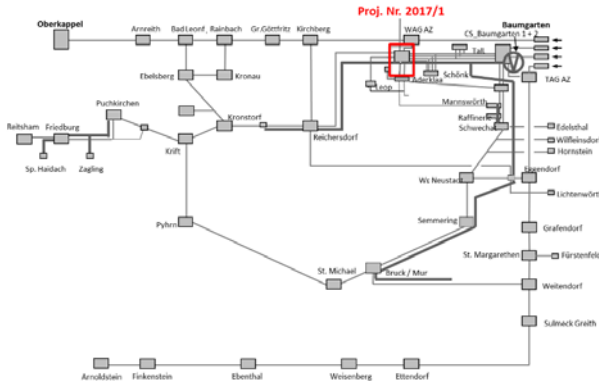
Von A2 (LFP2017 A1) auf A3 (LFP2018 A1): Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

Projektnummer:	2016 / 04		
Projektname:	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020		
Ausgabe:	3	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	07/2016
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2018
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Aufrechterhaltung des Betriebes der G00 003 zwischen Rutzendorf und Mannswörth und der G00 020 zwischen Mühlleiten und Hubertusdamm (Barbarabrücke).			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Damit der sichere Betrieb weiter aufrecht erhalten werden kann müssen folgende Ersatzinvestitionen durchgeführt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatz der G00 003 von Rutzendorf bis Hubertusdamm • Ersatz der G00 020 von Mühlleiten bis Hubertusdamm (Barbarabrücke) • Im G00 003 Leitungssegment Hubertusdamm – Mannswörth werden punktuelle Isolationsschäden behoben und die Molchbarkeit der gesamten Leitung hergestellt. </div> </div>			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten: Gasleitung G00 003: Länge: 9,6 km; Durchmesser: DN 300; Nenndruck: PN 70 Gasleitung G00 020: Länge: 3,9 km; Durchmesser: DN 400; Nenndruck: PN 70			
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine			

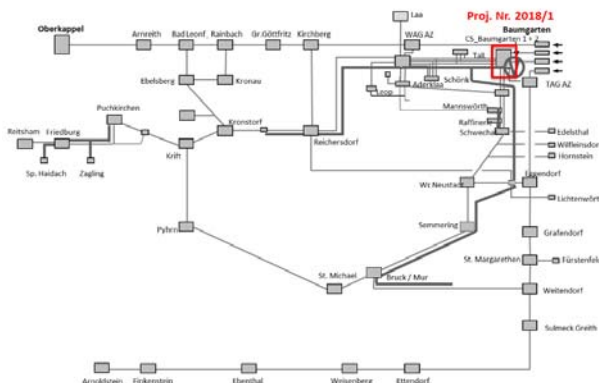
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP2017 A1): Projektstatus Von A2 (LFP2017 A1) auf A3 (LFP2018 A1): Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

Projektnummer:	2016 / 05		
Projektname:	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten		
Ausgabe:	3	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	07/2016
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2020
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Effizienter Schutz aller gastechnischen Einrichtungen (insbesondere Messungen, Regelungen und Verdichteranlagen) vor möglichen Verunreinigungen im Gas.			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Bis dato wurden Filtereinrichtungen vor jeder zu schützenden gastechnischen Einrichtung vor allem in klassischer „Hauptflussrichtung“ platziert. Durch die Diversifizierung der Fahrweisen in Baumgarten ist ein neues Filterkonzept geplant, welches vorsieht, dass alle eingehenden Leitungen am Rand von Baumgarten gefiltert werden.</p> <p>Es ist vorgesehen an den Leitungen G00 040, G00 035, G00 030 und G00 023 Filterseparatoren zu errichten.</p> </div> </div>			
Besonders zu beachten: Dieses Projekt ist in Kombination mit dem Projekt 2018/01 Teilprojekt "Filter Eingangsleitung PVS2 Sanierung" zu sehen.			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten: Siehe Projektbeschreibung			
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine			

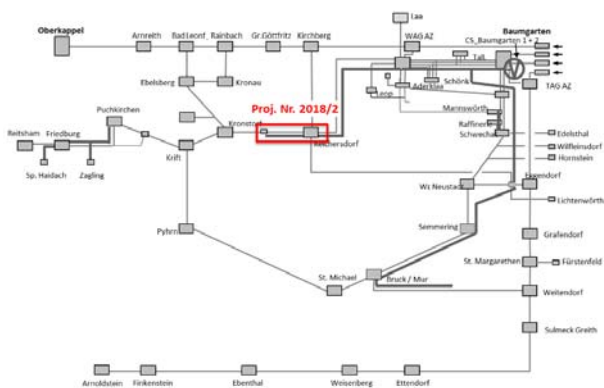
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstatus Von A2 (LFP2017 A1) auf A3 (LFP2018 A1): Geplante Fertigstellung, Besonders zu beachten, ökonomische Daten

Projektnummer:	2017 / 01		
Projektname:	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems		
Ausgabe:	2	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	genehmigt	Projektstart:	01/2017
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2019
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Trennung des von OMV E&P genutzten Ausblasesystem in der KS Auersthal			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: flex-start;"> <div style="width: 45%;">  </div> <div style="width: 50%;"> <p>Das Ausblasesystem in der Kompressorstation Auersthal wird von OMV E&P AUT betrieben und von GCA mitgenutzt. Im Rahmen des Projektes wird die Trennung voneinander durchgeführt und somit ein von OMV E&P AUT unabhängiger Betrieb der Systeme erwirkt. Das gesamte Ausblasesystem, das aus einigen über die Anlage verteilten Ausblasestellen besteht, soll auf einen neuen Ausblaseturm inkl. Schalldämpfer reduziert werden. Dies dient zur Erhöhung der Sicherheit, zur Reduktion der Lärm- u. Methanemissionen, sowie des Arbeitsaufwandes bei Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten. Das neu zu errichtende System soll den derzeit gültigen Standards entsprechen.</p> <p>Es soll eine Ausblasesammelleitung errichtet werden, in welche Ausbläser der GCA Anlagenteile und die Ausbläser der Pipelines eingebunden werden. Die Drucklosmachung erfolgt über die G00-101, die Heißfackel von OMV E&P AUT und einen Stationsausbläser der GCA. Im Falle von Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten, soll die in den jeweiligen Stationsbereichen innerhalb der Rohrleitungen eingeschlossene Gasmenge gezielt einer Pipeline mit niedrigerem Druckniveau (G00-101) zugeführt werden. Die restliche Niederdruckmenge wird über die Heißfackel verbrannt bzw. im GCA Kaltausbläser restentspannt. Zur</p> </div> </div>			

Drucklosmachung der G00-101 wird die Regelstrecke vom Ausblasesystem in die G00-101 in Rückfahrweise betrieben.
Besonders zu beachten:
Öffentliches Interesse:
Technische Daten: Bereiche, die in das Ausblasesystem eingebunden werden: <ul style="list-style-type: none"> • Drucklosmachung der Leitung G00-035 • EVN1 und EVN2 Ausblaseleitung • Molchschleusen G00-011, G00-025, G00-101, G00-040, G00-023 • Einbindepunkt Auersthal West 4 • Messtrecken EVN1, EVN2, G00-011, G00-101 • Filterseparatoren WAG, ÜMS
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2017 A1) auf A2 (LFP2018 A1): geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten

Projektnummer:	2018/01		
Projektname:	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Projektstart:	01/2018
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2020
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Wiederherstellung der Verteilergebietsanlage der Station Baumgarten, die nach dem Zwischenfall am 12.12.2017 beschädigt wurden inkl. Herstellung von Provisorien, damit die Kapazitätsunterbrechungen gering gehalten werden können.			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  <p>Proj. Nr. 2018/1</p> </div> <div style="flex: 2;"> <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redundante Stromversorgung • Neubau Heizhaus • Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung • PVS Knoten Wiederaufbau • EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG), PVS2 Eingangsleitungen • EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG), Gebäude und Infrastruktur • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), G00-035 Fahrweg • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), G00-023 Fahrweg • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), Kollektor 2 Fahrweg </div> </div>			
Besonders zu beachten: Das Teilprojekt Filter Eingangsleitung PVS 2 Sanierung ist mit dem bestehenden Projekt 2016//05 in Verbindung zu sehen			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten: Voraussichtliche Investitionskosten [BGG] (die Investitionskosten für das Teilprojekt Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung sind im Projekt 2016/05 integriert; Kostenschätzung			

durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2018/02		
Projektname:	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Projektstart:	01/2019
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2020
Datum:	12.11.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel: Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau damit die Endverbraucher entlang der Netz NÖ West 1 Leitung sicher versorgt werden können			
Projektbeschreibung: <div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Um die entsprechenden Gasmengen nach Auffassung der Einspeisung in Auersthal von der West 2 in die West 1 Leitung über die Stationen Traismauer und Hart überspeisen zu können sind Adaptionen erforderlich. Die Station Traismauer wird auf eine maximale Kapazität von 80.000 Nm³/h ausgebaut. Um die Station Hart zu entlasten wird eine zusätzliche Regelanlage in der bestehenden Station Doislau (Q_{max} = 40.000 Nm³/h) errichtet.</p> </div> </div>			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten: Station Traismauer: <ul style="list-style-type: none"> • Nenndruck: PN70 • Max. Kapazität: 80.000 Nm³/h Station Doislau <ul style="list-style-type: none"> • Nenndruck: PN70 • Max. Kapazität: 40.000 Nm³/h 			

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP18, A1) auf A2 (LFP18, A2): Ökonomische Daten

- Schieberhaus Auersthal und Zaina

Erneuerung von 5 weiteren Schieberhäusern um die Stationseinbauten auf den Stand der Technik zu bringen.

[illegible]

Die technischen Stationselemente der beiden Netzübergabestationen Lichtenwörth und Hornstein haben ihre technische Lebensdauer erreicht. Beide Stationen sind vollständig neu zu überarbeiten und auf den Stand der Technik zu bringen.

Folgende Anlagenteile werden erneuert:

- Mengenumwerter
- Fernwirk-, Visualisierungs- und Automatisierungseinrichtungen
- Batterieraum
- Mengenregel- und Druckbegrenzungseinrichtungen

Anhang 2

Anhang

„Simulationsparameter Kapazitätsausweis“

Inhaltsverzeichnis

1	Entry- Exit Punkte	2
2	Randbedingungen	3
2.1	Absatz	3
2.2	Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilergebiet	3
2.3	Gastemperatur	3
2.4	Gaszusammensetzung.....	3
3	Prüfkriterien	4
4	Simulationsnetz	5

1 Entry- Exit Punkte

In folgender Tabelle sind alle Entry / Exit Punkte aufgelistet für die der Kapazitätsausweis durchgeführt wurde. Für jeden Entry / Exit Punkt ist die Art des Entry / Exit Punktes sowie die Zuordnung zu den Marktgebieten bzw. Cluster angegeben.

Marktgebiet	Art des Entry / Exit Punktes	Entry /Exit Cluster	Ort	Netzbetreiber	EIC Code	EIC-Alias	Entry	Exit
Marktgebiet Ost	Biogas		Engerwitzdorf	Netz OÖ	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-OOFG	x	
			Asten	LINZ Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG	x	
			Salzburg Bio	SNG	25W-BIO-EUGEND-J	BIO-EUGEND-SAG	x	
			Steindorf	SNG	25W-BIO-STEIND-H	BIO-STEIND-SAG	x	
			Bruck / Leitha	Netz NÖ	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVN	x	
			Wr. Neustadt	Netz NÖ	25W-BIO-WRNEUSTH	BIO-WRNEUST-EVN	x	
			St. Margarethen	Netz NÖ	25W-BIO-MARG---9	BIO-MARG-EVN	x	
			Bio Wien	Wiener Netze	25W-BIO-WIEN---R	BIO-WIEN-WEG	x	
			Zell am See	SNG	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG	x	
			Strass	ENS	25W-BIO-STRASS-P	BIO-STRASS-NGS	x	
	Produktion		Puchkirchen	Netz OÖ	AGGM-PRODPUC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG	x	
			Fried/Aigl/Haid	Netz OÖ	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG	x	
			virt. Sonst	Netz OÖ	25W-PRODOO-RAG-1	PRODOO-OOFG-RAG	x	
			Thann	Netz OÖ	25W-OMVAUS----1W		x	
			virt. Summe	SNG	25W-PRODSBG-RAGE	PRODSBG-SAG-RAG	x	
			virt. Summe	GCA	25W-PRODNO-OMV-5	PRODNO-PVS-OMV	x	
			virt. Summe	Netz NÖ	AGGM-PRODEVN-OMV	PRODNO-EVN-OMV	x	
			virt. Summe	Netz NÖ	25W-PRODNO-RAG-9	PRODNO-EVN-RAG	x	
	Grenzübergabepunkt		Freilassing	SNG	21Z000000000260T	FREILA-DE-AT	x	
			Laa	Netz NÖ	27ZG-LAA-CZ-AT-F	G-LAA-CZ-AT	x	
	Speicher	Cluster West	Puchkirchen	Netz OÖ	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG	x	x
			Fried/Aigl/Haid	Netz OÖ	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG	x	x
			7 Fields	Netz OÖ	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS	x	x
			7 Fields	Netz OÖ	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES	x	x
		Cluster Ost	Speicher Wien	Wiener Netze	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG	x	x
			SP NÖ	GCA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV	x	x
Marktgebiet Tirol	Biogas		Schlitters	TIGAS	13W-BIO-SCHLIT-A	BIO-SCHLITTE-TIG	x	
			Strass	TIGAS	13W-BIO-STRASS-Y	BIO-STRASS-TIG	x	
	Grenzübergabepunkt		Brenner	TIGAS			x	
Marktgebiet Vorarlberg	Biogas		Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE	x	
			Frastanz	VEN	13W-BIO-FRAST--P	Biogas 11er	x	
	Grenzübergabepunkt		Ruggell	VEN	13Z000000000101Z	RUGGELL-AT-LI		x

2 Randbedingungen

2.1 Absatz

Für den Kapazitätsausweis wurden die einzelnen Lastfälle mit mehreren Absätzen im Verteilergesamt gerechnet. Folgende Absätze wurden zugrunde gelegt.

	Absatz im Verteilergesamt Ost		Absatz im Verteilergesamt Tirol		Absatz im Verteilergesamt Vorarlberg	
	Nm ³ /h	kWh/h	Nm ³ /h	kWh/h	Nm ³ /h	kWh/h
minimaler Absatz	300.000	3.390.000	11.000	123.970	5.000	56.400
	800.000	9.040.000	20.000	225.400	10.000	112.800
	130.000	1.469.000	40.000	450.800	20.000	225.600
	1.800.000	20.340.000	60.000	676.200	30.000	338.400
	2.300.000	25.990.000	80.000	901.600	40.000	451.200
			100.000	1.127.000	50.000	564.000
					60.000	676.800
maximaler Absatz					70.000	789.600
	2.380.000	26.894.000	126.654	1.427.391	74.366	838.848

Als maximaler Absatz im Verteilergesamt wird der maximale historische Absatz angesetzt.

2.2 Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilergesamt

Die im Kapazitätsausweis 2019 zugrunde gelegten Kapazitäten an den Netzkoppelungspunkten Fernleitung <-> Verteilergesamt sind im Kapitel 2.3.2.1 der Langfristigen Planung 2018 aufgelistet.

2.3 Gastemperatur

Die Gastemperatur wird für den Kapazitätsausweis mit 10° C angesetzt

2.4 Gaszusammensetzung

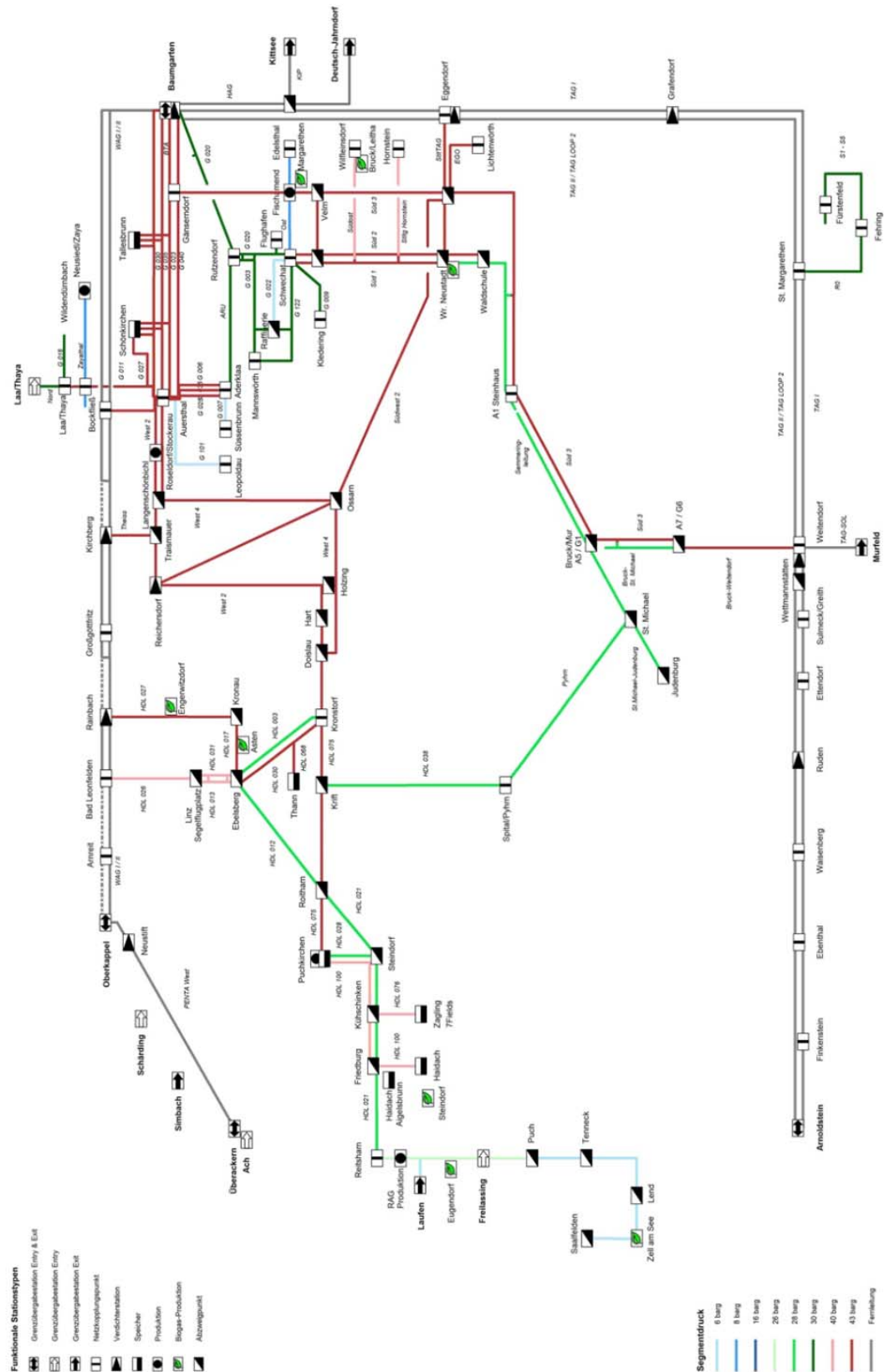
Bei den hydraulischen Simulationen wurde folgende Gaszusammensetzung angenommen.

		Verteilergesamt Ost	Verteilergesamt Tirol	Verteilergesamt Vorarlberg
Methan	[%]	97,23%	97,62%	97,41%
Stickstoff	[%]	0,43%	0,47%	0,41%
Ethan	[%]	1,31%	1,10%	1,24%
Propan	[%]	1,03%	0,81%	0,94%
Brennwert	[kWh/Nm ³]	11,3	11,27	11,28

Die Gaszusammensetzung wurde so gewählt, um den verordneten Brennwert (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013 §2 (1) Z13) abzubilden.

3 Prüfkriterien

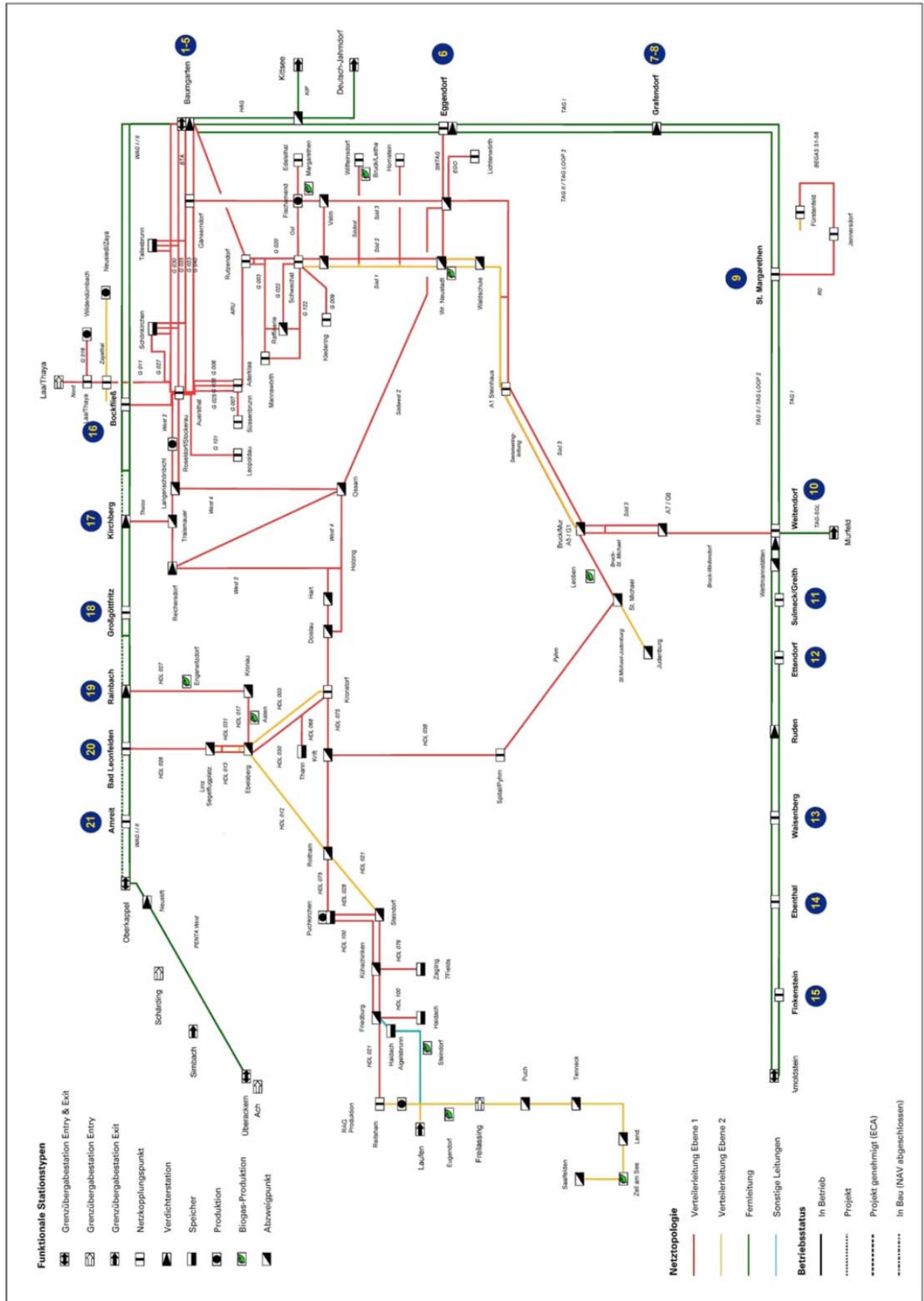
Die in der folgenden Grafik dargestellten Segmentdrücke je Leitungssegment wurden als Prüfkriterien herangezogen. Der Druck in einem Leitungssegment darf bei einem gültigen Simulationslauf nicht unter dem Segmentdruck liegen.

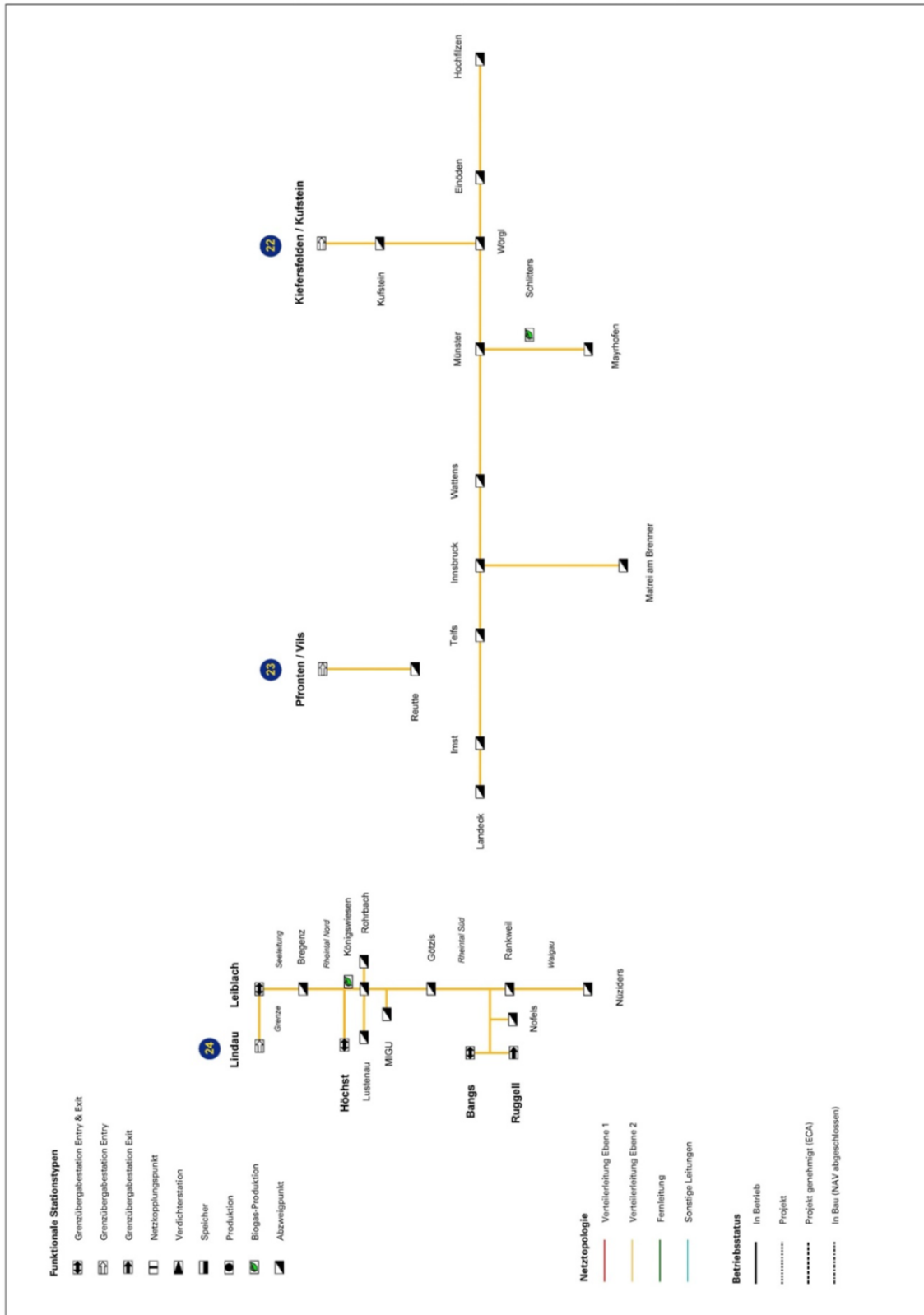


4 Simulationsnetz

Das Netzmodell für den Kapazitätsausweis 2019 beinhaltet das derzeitige Status Quo Verteilernetz.

Anhang 3





Anhang 4

Anhang 4: Technische Kapazität der Netzkoppelungspunkte

Der Anhang 4 unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen [BGG]

Anhang 5



Energienetze Bayern GmbH & Co. KG | Postfach 90 03 51 | 81503 München

AGGM Austria
Gas Grid Management AG
Florisdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien
Austria
E-Mail: netzplanung@aggm.at

Ihre Nachricht vom:
Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: ny
Tel.: +49 89 68003-511
Fax: +49 89 68003-419
yvonne.naewe@energienetze-bayern.de

09.11.2018

Stellungnahme zum koordinierten Netzentwicklungsplan und der Langfristprognose 2018

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir sind in Deutschland der vorgelagerte Netzbetreiber des Versorgungsraums „Schärding“ und nehmen die Gelegenheit zur Stellungnahme gerne wahr. Die nachfolgenden Anmerkungen beziehen sich auf den angedachten Anschluss des Versorgungsraums Schärding an das österreichische Leitungssystem – insbesondere mit dem Projekt unter Gliederungspunkt 6.4.6 „Penta West Exit Verteilergebiet (GCA 2017/02)“.

Im Rahmen der österreichischen LFP 2017 wurde eine Kapazitätserhöhung um 1.200 Nm³ für den Raum Schärding unverbindlich angefragt. Zum damaligen Zeitpunkt konnte diese Kapazität nicht vollumfänglich auf fester Basis bereitgestellt werden. Mit dem Hinweis, dass es voraussichtlich ab dem Jahr 2019 eine spürbare Verbesserung der Kapazitätssituation geben wird, wurde die angefragte Kapazität auf unterbrechbarer Basis angeboten. Hintergrund war die Kapazitätsbestellung am vorgelagerten Netzkopplungspunkt Tiefenbach, die zum damaligen Zeitpunkt von unserem vorgelagerten Netzbetreiber bayernets nicht auf fester Basis bereitgestellt werden konnte. Der nicht auf fester Basis bestätigte Kapazitätsbedarf wird im Rahmen der Internen Bestellung im deutschen Netzentwicklungsplan bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs angemessen berücksichtigt.

Mittlerweile sind auf deutscher Seite sukzessive diverse Ausbaumaßnahmen des deutschen Netzentwicklungsplans realisiert, die zu einer deutlichen Verbesserung der kapazitiven Situation führten. Unser vorgelagerter Netzbetreiber bayernets hat uns nach erfolgtem Abschluss des Abstimmungsprozesses der Ferngasnetzbetreiber im Marktgebiet NCG am 08.11.2018 vorab über die Kapazitätsbereitstellung ab dem Jahr 2019 per E-Mail informiert. Die für Tiefenbach bestellte Kapazität wird von unserem vorgelagerten Netzbetreiber bayernets ab dem Jahr 2019 vollumfänglich fest bereitgestellt. Dies ermöglicht uns – nach einem noch durchzuführenden Anlagenumbau in Neuhaus – die von Ihnen zusätzlich angefragte Kapazität in Höhe von 1.200 Nm³ ab 2019 ebenfalls fest darzustellen.

Energienetze Bayern GmbH & Co. KG

Sitz der Gesellschaft: München, Registergericht: München HRA 104706
Stadtparkasse München, IBAN: DE85 7015 0000 0000 4217 35, BIC: SSKMDEM3333
Persönlich haftende Gesellschafterin: Energienetze Bayern Management GmbH
Sitz der Gesellschaft: München, Registergericht: München HRB 222389
Geschäftsführer: Anton Erb und Michael Schneider

Zentrale München

Frankenthaler Straße 2, 81539 München
Tel.: +49 89 68003-352, Fax: +49 89 68003-419
info@energienetze-bayern.de
www.energienetze-bayern.de

Seite 2 zum Schreiben vom 08.11.2018

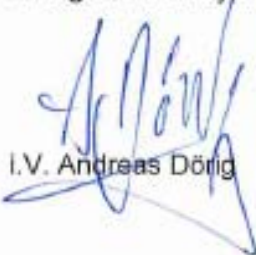
Vor dem Hintergrund, dass wir seit 2007 auf kapazitätserhöhende Maßnahmen für unser Verteilnetz hinwirken, diese auch Eingang in den deutschen Netzentwicklungsplan gefunden haben und entsprechende Investitionen erfolgt sind – um den Kapazitätsbedarf zukünftig zu decken – wären nach unserem Verständnis weitere Infrastrukturinvestitionen auf österreichischer Seite zur Deckung desselben Bedarfs aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden.

Des Weiteren möchten wir darauf hinweisen, dass der NKP Schärding in das mit der deutschen und der österreichischen Regulierungsbehörde abgestimmte, seit Oktober 2015 gestartete Modell zur Differenzmengenabwicklung (DIANE-Modell) eingebunden ist. Durch den Anschluss von Schärding an die Penta West müssten die Vertragspartner des DIANE-Modells die Auswirkungen auf die Differenzmengenbildung und Transportabwicklung neu bewerten und ggf. Anpassungen mit den Regulierungsbehörden abstimmen.

Aufgrund der voranstehenden Anmerkungen bitten wir Sie das Planungsprojekt nicht weiter im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen und von einer Versorgung von Schärding über die Penta West abzusehen. Stattdessen sollte die bewährte Versorgung über Deutschland aufrechterhalten werden.

Für weitere Abstimmungen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Energienetze Bayern GmbH & Co. KG



i.V. Andreas Dörig



i.A. Yvonne Naeve