



AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Langfristige Planung 2017

für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2018 – 2027



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

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

Foto Titelseite: Leitung G00-0011, Raum Laa
LFP Projekt: 2016/03 Ersatzinvestition der Leitung G00 011
Abdruck mit freundlicher Genehmigung der Gas Connect Austria GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2.1	30.10.2017	Einreichung (redaktionelle Änderungen zu A2.0)
2.0	09.10.2017	Vorbereitung Einreichung
1.0	05.09.2017	Konsultation

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
1.1	Ziel der Langfristigen Planung	3
1.2	Vorgehen	3
2	Planungsrahmen für die LFP 2017	5
2.1	Energiepolitik	5
2.1.1	Energiepolitische Rahmenbedingungen in der Europäischen Union	5
2.1.2	Arbeitsprogramme der österreichischen Bundesregierung	8
2.1.3	„Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie“ des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	9
2.1.4	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	9
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 2017 (Entwurf), Österreich	13
2.2.4	Der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas), Deutschland	14
2.2.5	Russland	16
2.2.6	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	18
2.3	Datenmodell der Langfristigen Planung 2016	19
2.3.1	Absatzmodell	19
2.3.2	Entry- Exit Punkte im Verteilernetz	33
2.4	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016	38
2.5	Leitungsnetz Stand 5/2017	41
2.6	Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010	42
3	Kapazitätssituation im Planungsnullfall	43
3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2018	43
3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2018 bis 2027	44
3.3	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	45
4	Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite	46
4.1	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass - Projekt – Projektbegründung	46
4.2	Kapazitätserweiterungsanträge	46
4.3	Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	47
4.4	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol	50
4.5	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg	51

4.6	Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost	52
4.7	Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	58
4.8	Ersatzinvestition Leitung G00 006	62
4.9	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	62
4.10	Ersatzinvestition Leitung G00 011	63
4.11	Ersatzinvestition G00 003 und G00 020.....	64
4.12	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	67
4.13	Versorgungssicherheit Salzburg.....	67
4.14	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	68
4.15	Vorschau von Ersatzinvestitionen von Teilen der Pyhrnleitung in Oberösterreich.....	68
4.16	Alternative Kapazitätsbereitstellung zum eingemeldeten Kapazitätsbedarf Entry Überackern im KNEP 2017.....	68
4.17	Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung	69
4.18	Versorgung Raum Schärding.....	70
5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2017	71
5.1	Weiterführung von genehmigten Projekten.....	71
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgestellte Projekte und neue Projekte	72
5.3	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2017	73
5.4	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2017	74
5.5	Risikobewertung der Projekte aus der LFP 2017	75
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2018	79
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2017	82
7.1	Stellungnahme der Salzburg Netz GmbH.....	82
7.2	Ankündigung der Gas Connect Austria GmbH für das Projekt 2012/3.....	82
8	Zusammenfassung	83
8.1	Daten- und Prognosegrundlage	83
8.2	Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen.....	83

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2017

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2017
- ▶ Anhang 2: Simulationsparameter Kapazitätsausweis
- ▶ Anhang 3: Leitungsplan Ebene 1 Anlagen
- ▶ Anhang 4: Daten Netzkoppelungspunkte [BGG]
- ▶ Anhang 5: Stellungnahmen der Marktteilnehmer im Rahmen der 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 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 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 herzustellen;
- ▶ den Infrastrukturstandard gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr 994/2010 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 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 eingebrachten Anträge auf Kapazitätserweiterung.

1.2 Vorgehen

Die LFP 2017 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 05.09.2017 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Im Zeitraum vom 06.09.2017 bis 03.10.2017 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2017, Ausgabe 1 vom 05.09.2017, von der AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation gestellt.

In der vorliegenden Einreichversion der Langfristigen Planung 2017, Ausgabe 2 vom 09.10.2017 werden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und in Kapitel 7 gewürdigt. Die Stellungnahmen sind dem Bericht in Anhang 5 angefügt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2017 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur wird die maximale Stundenbelastung eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER / NB_Max). Auf dieser Basis wurden die bis zum 31.5.2017 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2017 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 2017

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 Verteilergelände 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. Im Jahr 2017 plant die Europäische Kommission unter anderem eine tiefgehende Analyse der Programme der einzelnen Mitgliedstaaten, die Implementierung der Beobachtungsstelle von Energiearmut (Observatory for Energy Poverty) oder auch die Verstärkung der Anstrengungen im Bereich Infrastruktur (dritte PCI-Liste).

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 Arbeitsprogramme der österreichischen Bundesregierung

Im „Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013-2018“ finden sich aktuelle energiepolitische Ziele und Maßnahmen für Österreich. Die für die Energieversorgung wesentlichen Inhalte sind in dessen zweitem Kapitel „Österreich fit für die Zukunft machen“ in den Abschnitten „Sichere Energieversorgung für Österreich“ und „Umwelt schützen und nachhaltiges Wachstum fördern“ in Schlagworten dargestellt. Mit sämtlichen Maßnahmen in ersterem wird das Ziel eines effizienten, leistbaren und sozial verträglichen Energiesystems verfolgt, welches in der Konsequenz Versorgungssicherheit, Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und eine lebenswerte Umwelt garantieren soll. Als Herausforderungen werden unter anderem die im Rahmen der Netzplanung relevanten Punkte der Europäischen Rahmenbedingungen sowie die Weiterentwicklung der Netz-Infrastruktur gesehen. Ebenso wird die Verfahrensdauer im Energieinfrastrukturbereich als Herausforderung genannt. Im zweiten dieser beiden energiewirtschaftlich bedeutsamen Abschnitte bekennt sich die Bundesregierung zu einer nachhaltigen Umweltpolitik, wobei unter anderem der Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz als Ziele des Maßnahmenpakets aufscheinen.

Auszugsweise seien hier die für die Erdgaswirtschaft bedeutenden Punkte dieses Kapitels angeführt, ohne auf die jeweiligen Unterabschnitte Bezug zu nehmen:

- Mitgestaltung der europäischen Ziele, Fixierung nationaler Ziele im Einklang mit EU-Vorhaben, Wechselwirkungen zu Klima-Zielen usw. beachten;
- stärkere Konzentration der E-Control auf Regulierungstätigkeit.
- Erreichung des 1,5 %-Energieeffizienzziels durch bundesweit einheitliche gesetzliche Regelungen, Anreize und Motivation, Weiterführung und Optimierung bestehender Programme, verbindliche Branchenverpflichtungen auf gesetzlicher Basis für alle Energieträger – mit dem Ziel, 40 % dieser Maßnahmen bei den Haushalten wirksam werden zu lassen (mit laufendem Monitoring);
- Umsetzung EU-Infrastrukturverordnung für wichtige europäische Projekte (PCI) durch Koordinierung auf Bundesebene;
- Klarstellung des öffentlichen Interesses an im Netzentwicklungsplan angeführten Projekten;
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Energie-Infrastrukturprojekte;
- Bekenntnis zur Errichtung zusätzlicher Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke, zum Ausbau der Netz- und Transportinfrastruktur sowie zu Erdgas als Brückentechnologie;
- Sicherung von bestehenden, hocheffizienten, wärmegeführten Biogasanlagen der 2. Generation (Schwerpunkt Reststoffverwertung) durch Nachfolgetarife;
- für alle anderen Biogasanlagen ist eine stranded cost-Lösung anzustreben;
- Stärkung des Wettbewerbes, insbesondere durch:
 - Verwirklichung des EU-Energiebinnenmarkts;
 - Diversifizierung der Energieträger, Energiequellen und Energiewege;

- Ausbau der Energiedrehscheibenfunktion Österreichs durch internationale Kooperationen, Infrastrukturausbau, Gas- und Pumpspeicher, Handelsplätze.
- Schaffung spezifischer Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene für energiemarktrelevante Börsen, die eine transparente und sachgerechte Preisbildung garantieren und rein spekulative Transaktionen hintanhaltend.
- »EU 2020-Ziele«: Umsetzung der österreichischen Selbstverpflichtung (Erneuerbare Energie 34 %; Treibhausgasemissionen –16 %, Energieeffizienz +20 %);
- Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern im täglichen Leben durch CO₂-Reduktion im Verkehr (z. B. E-Mobilität, Ausbau des öffentlichen Verkehrs und innovative Mobilitätskonzepte), thermische Gebäudesanierung (3 %-Ziel) und Fernwärmeanschlüsse;

Im „Arbeitsprogramm der Bundesregierung 2017/2018“, vom Jänner 2017, ist das dritte Kapitel dem Thema „Energie und Nachhaltigkeit“ gewidmet. Konkret genannt sind die „Kleine Ökostromnovelle“ (welche mittlerweile umgesetzt ist), die „Große Ökostrom-Novelle“, die Strompreiszone Österreich-Deutschland, wo die Trennung verhindert und eine gemeinsame Lösung mit Deutschland angestrebt werden sollte, sowie eine gemeinsame und integrierte Energie- und Klimastrategie, in deren Rahmen man neben den Schwerpunkten Erneuerbare Energie, Energieeffizienz und Infrastruktur auch Innovation und Forschung stärken und Umwelt- und Energietechnologien forcieren möchte. In den allgemeinen Ansätzen dieses Programms lässt sich jedoch keine direkte konkrete Auswirkung auf die Erdgaswirtschaft erkennen.

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 Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen

Die energiepolitischen Zielsetzungen auf europäischer Ebene geben den Rahmen für die energiepolitischen Ziele und Maßnahmen auf österreichischer Ebene vor. Die im „Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013 – 2018“ festgelegten Zielsetzungen wurden bei der Erstellung der Absatzprognose berücksichtigt. Es wurden die Ziele bei der Umsetzung der EU Energieeffizienzrichtlinie 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)

Wie bereits im Abschnitt zum Dritten Energiepaket erwähnt, ist in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Gründung des Europäischen Verbundes der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) vorgesehen. 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 ENTSOG 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

Verteilergebiet 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 Liste wird im Zweijahresrhythmus aktualisiert, d.h. das nächste Update wird für 2017 erwartet.

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 zweiten PCI Liste (DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2016/89 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. [...]

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

[...]

6.25 Cluster Infrastruktur zur Diversifizierung der Gasversorgung Mittel- und Südosteuropas, das eines oder mehrere der folgenden PCI umfasst: [...]

6.25.2 Pipeline System von Griechenland nach Österreich [derzeit bekannt als ‚Tesla‘]

6.25.3 Weitere Erweiterung des bidirektionalen Fernleitungskorridors Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich [derzeit bekannt als ‚ROHUAT/BRUA‘, Phase 3]

[...]

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

6.26.4 GCA 2014/04 Murfeld (Österreich)

6.26.5 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)

Das Project BACI stellt eine Verbindung zwischen dem Fernleitungsnetz der Gas Connect Austria GmbH auf österreichischer Seite und dem der NET4GAS, s.r.o. auf tschechischer Seite her. 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. NET4GAS gibt auf ihrer Website die Dimension mit 800 mm (PN 84) an, wobei die tägliche Kapazität in beide Richtungen gemäß TYNDP 2017 201,4 GWh beträgt. Für die in der Nähe des Ortes Reintal die Staatsgrenze überquerende Pipeline wird in der technischen Information zur zweiten PCI Liste („Technical information on Projects of Common Interest“) von einer Inbetriebnahme im Jahr 2019, im TYNDP 2017 im Jahr 2020 ausgegangen. Die Umsetzung dieses Projekts wird gänzlich neue Transportkapazitäten zwischen dem österreichischen und tschechischen Markt und folglich deren virtuellen Handlungspunkten 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

Das Projekt ROHUAT wird 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, wo unter anderen die Unternehmen OMV Petrom, Exxon Mobil und Lukoil Lizenzen für Exploration und Produktion halten. 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.

2.2.3 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2017 (Entwurf), Österreich

Der Marktgebietsmanager hat gemäß Gaswirtschaftsgesetz 2011 die Aufgabe, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der langfristigen Planung des Verteilergiebtsmanagers 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 6 der Verordnung (EU) 994/2010.

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 Verteilergiebt

GCA 2015/07b: Mehrbedarf Verteilergiebt +

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.

Dieses Projekt wird gemeinsam mit dem Projekt TAG 2016/02 umgesetzt. Der geplante Fertigstellungszeitpunkt ist 03/2018.

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. Eine Querverbindung weiter nördlich von Reintal nach Laa würde eine ca. 35 km lange Leitung erfordern. Somit ist eine einfache redundante Anspeisung von Laa mittels der

BACI Leitung nicht zweckmäßig. Derzeit besteht seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt aus der BACI Leitung.

[GCA 2015/02: Entry Überackern](#)

[TAG 2016/02: AZ1 additional entry and connection with BOP13](#)

Ausbaumaßnahmen zur Erhöhung der FZK Kapazität an den GCA West Entries: Das Projekt umfasst ein Paket von Einzelmaßnahmen. Durch diese Maßnahme ist der WAG Abzweigpunkt Bad Leonfelden betroffen, der für die Versorgung des Verteilergebietes benötigt wird. Die Mindestdruckanforderung des Verteilergebietes am Abzweigpunkt WAG Bad Leonfelden ist folgende: 47 barg WAG Druck (Stationseingangsdruck).

Die Bereitstellung des Mindestdrucks in Bad Leonfelden für das Verteilernetz bewirkt auch Kosteneinsparungen für das Fernleitungsnetz. Bei einem hohen West-Ost Fluss in der WAG und einem hohen Druck in Bad Leonfelden und Rainbach kann bereits in Bad Leonfelden und Rainbach eine hohe Gasmenge in das Verteilernetz entnommen werden mit der Wirkung, dass das Fernleitungsnetz diese Gas Mengen nicht bis Baumgarten transportieren und dort mit einem hohen Druck an das Verteilernetz übergeben muss. Die Kosteneinsparungen im Betrieb ergeben sich durch eine geringere erforderliche Verdichterleistung in den Verdichterstationen Rainbach, Kirchberg und gegebenenfalls in Baumgarten (VS GCA).

[GCA: 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár](#)

[GCA: 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus](#)

[TAG: 2016/04 TAG Baumgarten interconnection capacity \(Mosonmagyaróvár\)](#)

[TAG: 2017/01 TAG Baumgarten interconnection capacity \(Mosonmagyaróvár\) II](#)

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 05.09.2017 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, infolgeder 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.

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 Verteilergebiet 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. bayernets geht laut den Unterlagen von einer Inbetriebnahme 2018 aus.

Im deutschen Netzentwicklungsplan ist folgende Maßnahme für das österreichische Verteilergebiet 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 2016-2026.

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 Fhungsrolle 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 Erfllungspunkten 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 Transitzrisen 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-sterreichischen 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 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 Marktfluktuationen genützt 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 Verteilerg Gebiet gerechnet werden:

Netzentwicklungsplan Gas Deutschland:

Durch die Errichtung neuer Infrastrukturen in Deutschland kann damit gerechnet werden, dass der langfristig erforderliche Bedarf an FZK Kapazität für die Zone Kiefersfelden / Pronten sichergestellt ist (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.

Für den Fall, dass auf der Fernleitungsebene der eingebrachte Kapazitätsbedarf Entry Überackern nicht befriedigt werden kann, besteht die Möglichkeit, dass dieser Kapazitätsbedarf über das Verteilerg Gebiet dargestellt werden kann (siehe dazu Kapitel 4.16).

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

2.3 Datenmodell der Langfristigen Planung 2016

2.3.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2018 bis 2027 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 des 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.

Die Inhalte der Tabelle 1 wurde in der LFP 2016 etwas abgeändert. Aus Konsistenzgründen werden nur noch die Kraftwerke angeführt, die für die Stromproduktion herangezogen werden können. Reine Fernwärme Kraftwerke werden nicht mehr gelistet. In dieser Tabelle werden die industriellen betriebseigenen Gasturbinen zur Stromproduktion ebenfalls nicht gelistet.

Die bis zum Stichtag 31.5.2017 eingetreten Veränderungen der Anschlussleistungen sind in Tabelle 1 dritte Spalte dargestellt.

Die in der Langfristigen Planung 2017 für die Jahre 2018 bis 2027 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 2018 bis 2027 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: In der LFP 2017 berücksichtigte Kraftwerksleistung

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

Netzbetreiber	Standort	Erhebung ECA	LFP 2017											
		2014 Q1	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /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_Krcneuburg													
	KW_Theiß													
	KW_Dünrohr													
Energienetze Steiermark	KW_Mellach_Kohle													
	KW_Werndorf_Oil													
	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, 2017

2.3.1.3 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit dem Netzausbauplan Strom

Im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung 2017 wurde im Februar 2017 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.

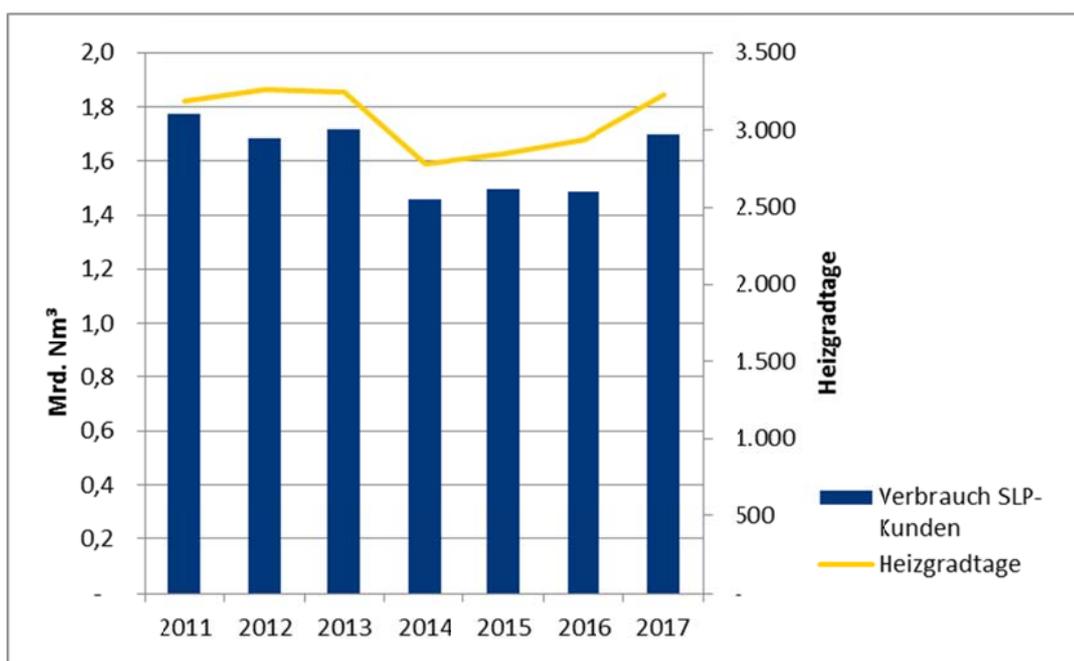
Sowohl im Masterplan 2030 der APG als auch im Netzentwicklungsplan 2017 werden keine neuen Gaskraftwerke in der Planung zugrunde gelegt. Demgegenüber steht ein hohes Ausbaupotential an Windkraftanlagen im Weinviertel und Burgenland und ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Westen von Österreich (siehe 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 2017 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 2017 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.

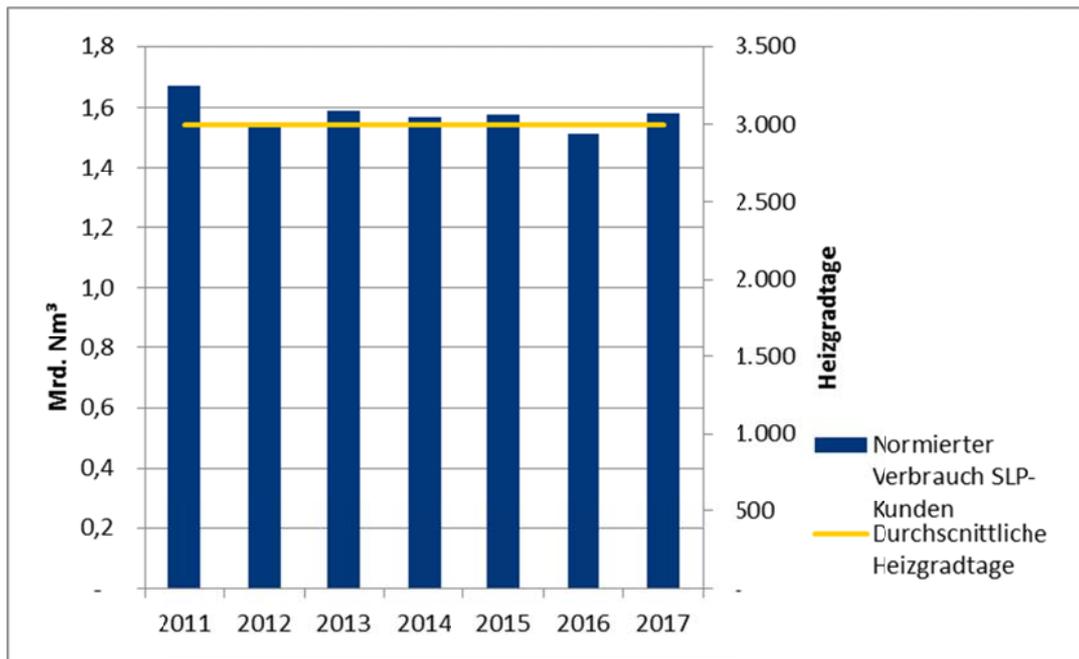
Diagramm 1: Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017



Quelle: AGGM, 2017

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 der Schluss gezogen werden, dass es keine signifikante Nutzungsänderung der bestehenden SLP Kunden im Marktgebiet Ost gibt, selbst wenn im Gasjahr 2017 ein überdurchschnittlicher Verbrauch festgestellt werden kann. 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 2017

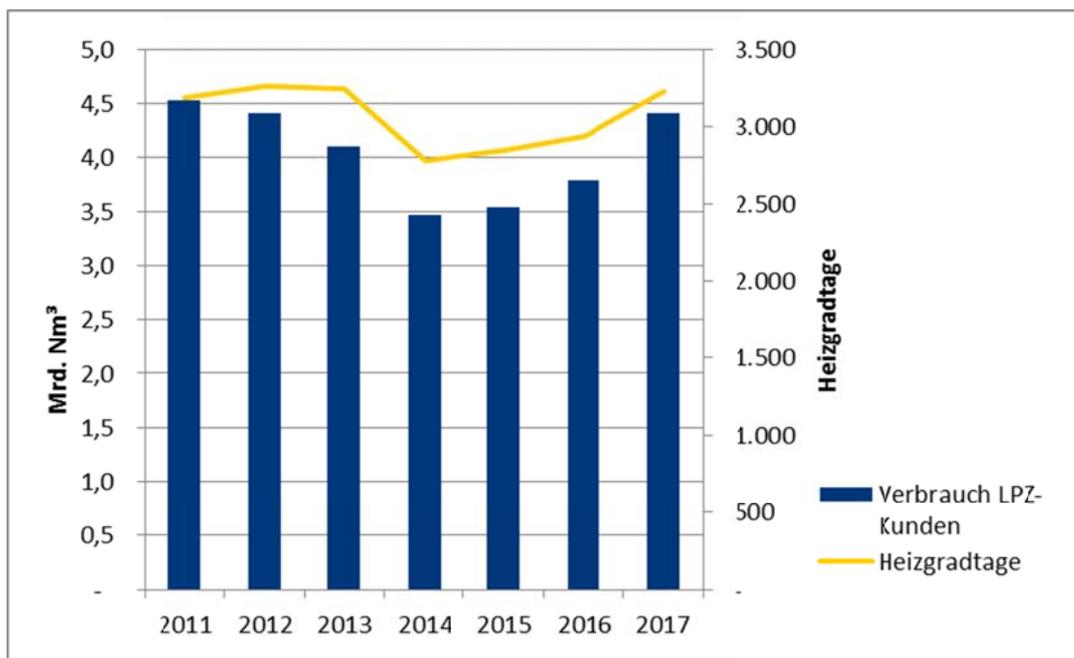


Quelle: AGGM, 2017

2.3.1.5 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der lastprofilgemessenen Kunden

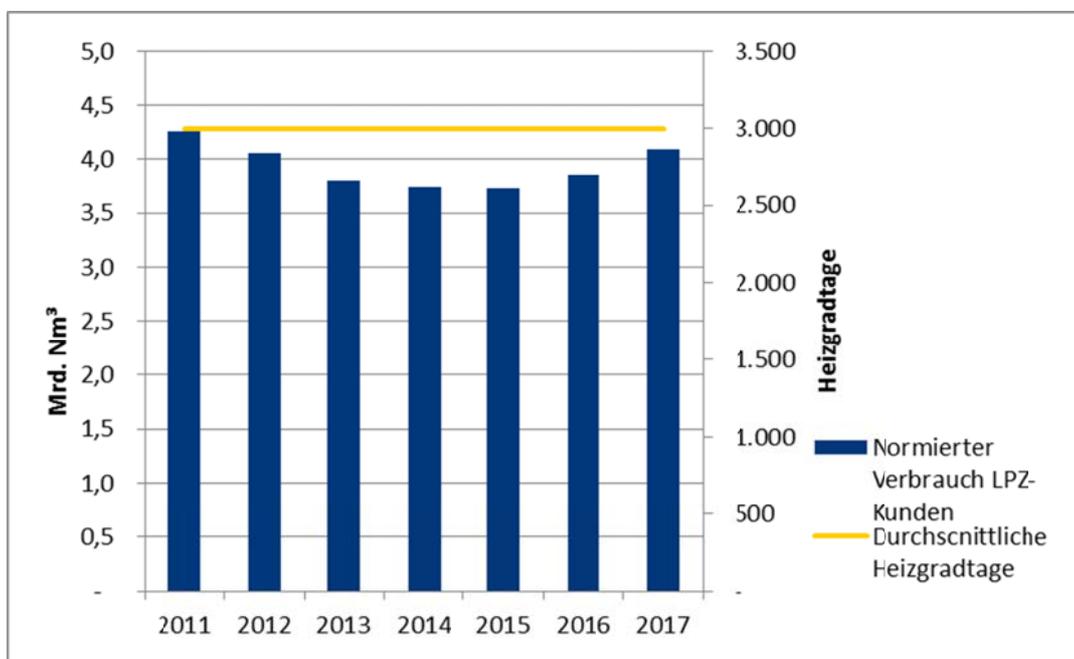
In Diagramm 3 sind der absolute Verbrauch und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2017 dargestellt. Auffallend ist die Reduktion des Gesamtabsatzes seit dem Jahr 2011 und der Wiederanstieg im Jahr 2015. In Diagramm 4 sind die durchschnittlichen Heizgradtage und der angepasste Verbrauch 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 Gaskraftwerkeinsatz und auf Konjunkturreffekte zurückzuführen. Im Gasjahr 2017 ist wieder ein höherer Absatz der Gaskraftwerke zu verzeichnen (siehe auch Diagramm 10).

Diagramm 3: Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017



Quelle: AGGM, 2017

Diagramm 4: Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017



Quelle: AGGM, 2017

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 5/2017	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, 2017

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 5/2017“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2018 bis 2027 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 Gaskraftwerkentwicklung „Stagnation auf Status Quo 5/2017“ 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 Gaskraftwerkentwicklung „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 Gaskraftwerkentwicklung „Stagnation auf Status Quo 5/2017“ 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.

2.3.1.7 Absatzszenarien der LFP 2017, maximal mögliche Stundenleistung und Jahresabsatz

Marktgebiet Ost

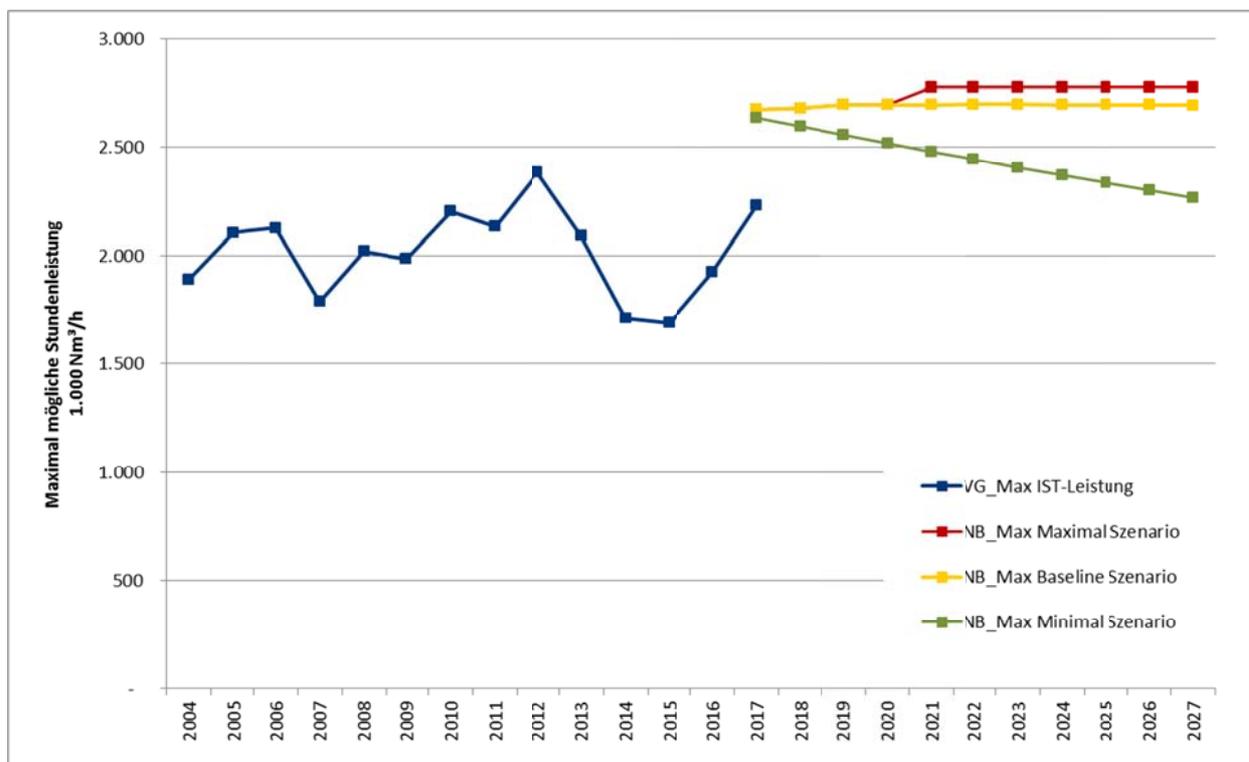
Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen. 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 Jänner 2017 (Clearingwerte: 2.233 kNm³/h) verzeichnet. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2017 herangezogen.

In Diagramm 5 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2003 bis 2027 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, 2017

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 2017 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximalszenario näher am Baselineszenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der LFP 2017 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.

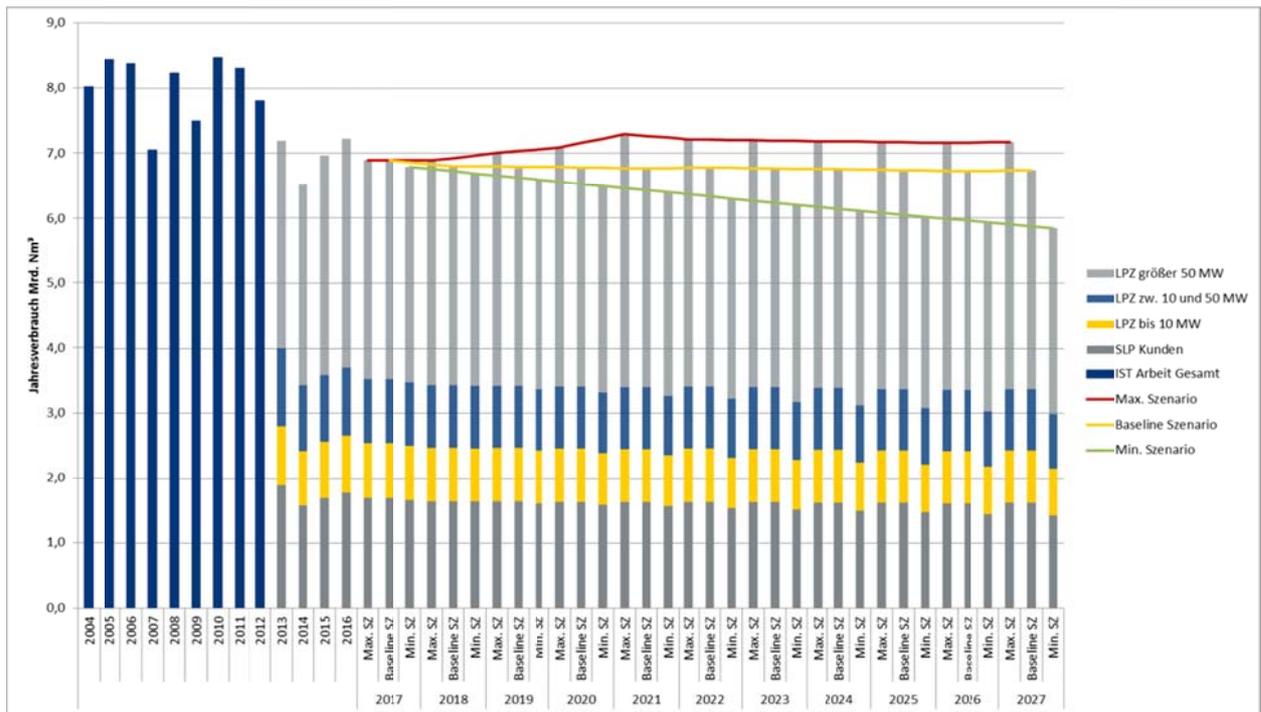
In Diagramm 6 ist der IST Jahresverbrauch (Arbeit) und die Entwicklung des Jahresverbrauches für die drei definierten Szenarien im Vergleich dargestellt, wobei die Entwicklung des Jahresverbrauches in 4 Kundensegmente unterteilt ist. Die Linien (rot, gelb, grün) im Hintergrund des Diagramms zeigen die Entwicklungspfade der drei definierten Absatzszenarien. Als Ausgangsbasis für den Jahresverbrauch wird der Durchschnitt des Jahresverbrauches der letzten drei Jahre herangezogen. Die Ausgangsbasis hat sich gegenüber der LFP 2016 etwas verringert, da für die Berechnung der Basis drei sehr schwache Absatzjahre vorangegangen sind.

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.

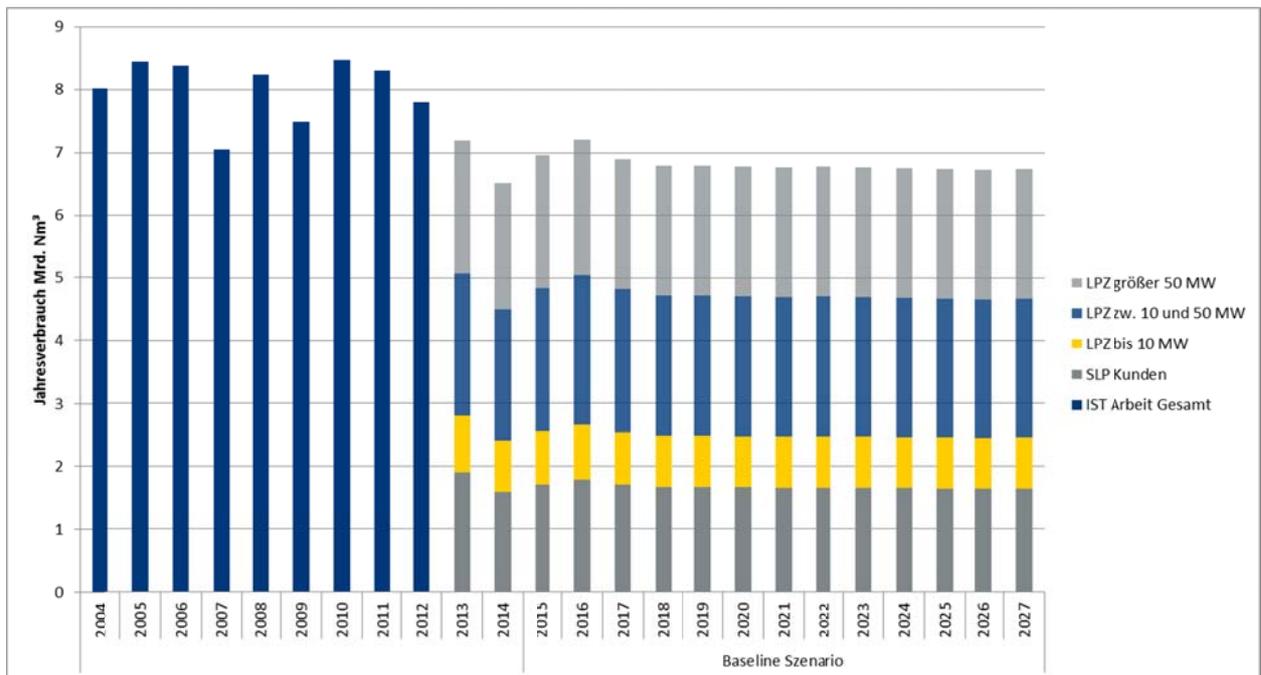
Im Diagramm 10 ist der IST Jahresverbrauch und die Prognose der Jahresverbrauches separat für die Kraftwerke für die drei Szenarien im Vergleich dargestellt.

Diagramm 6: Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



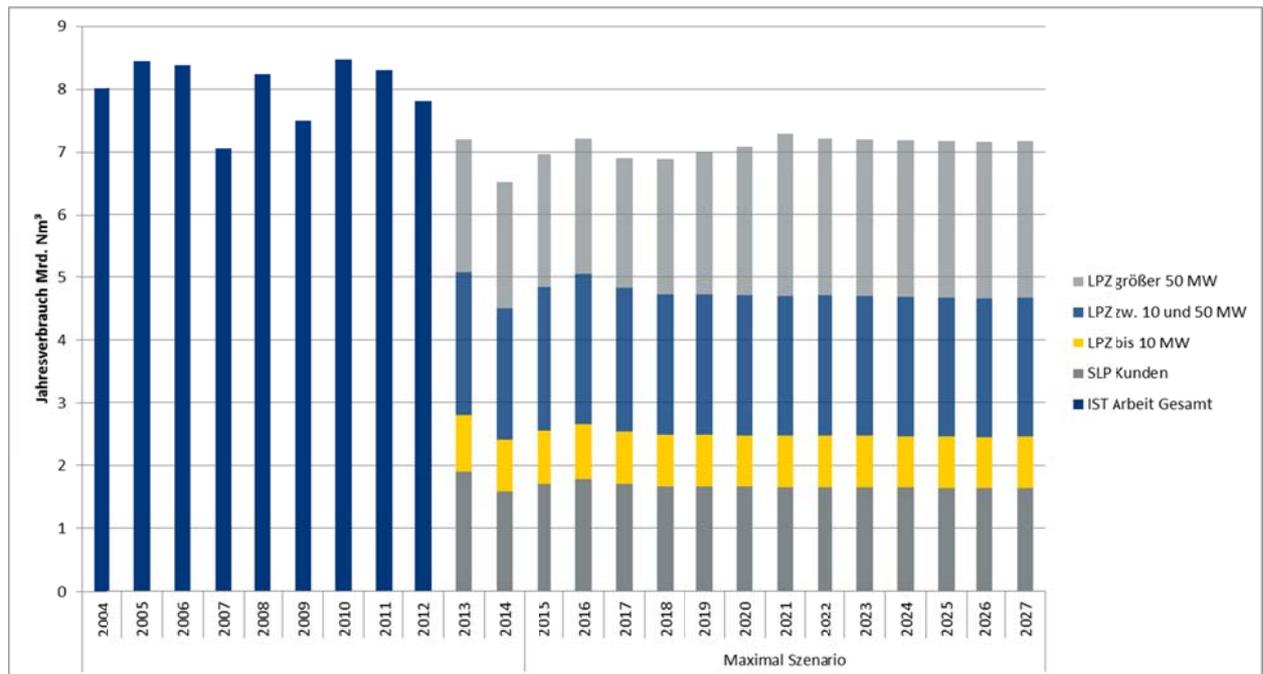
Quelle: AGGM, 2017

Diagramm 7: Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



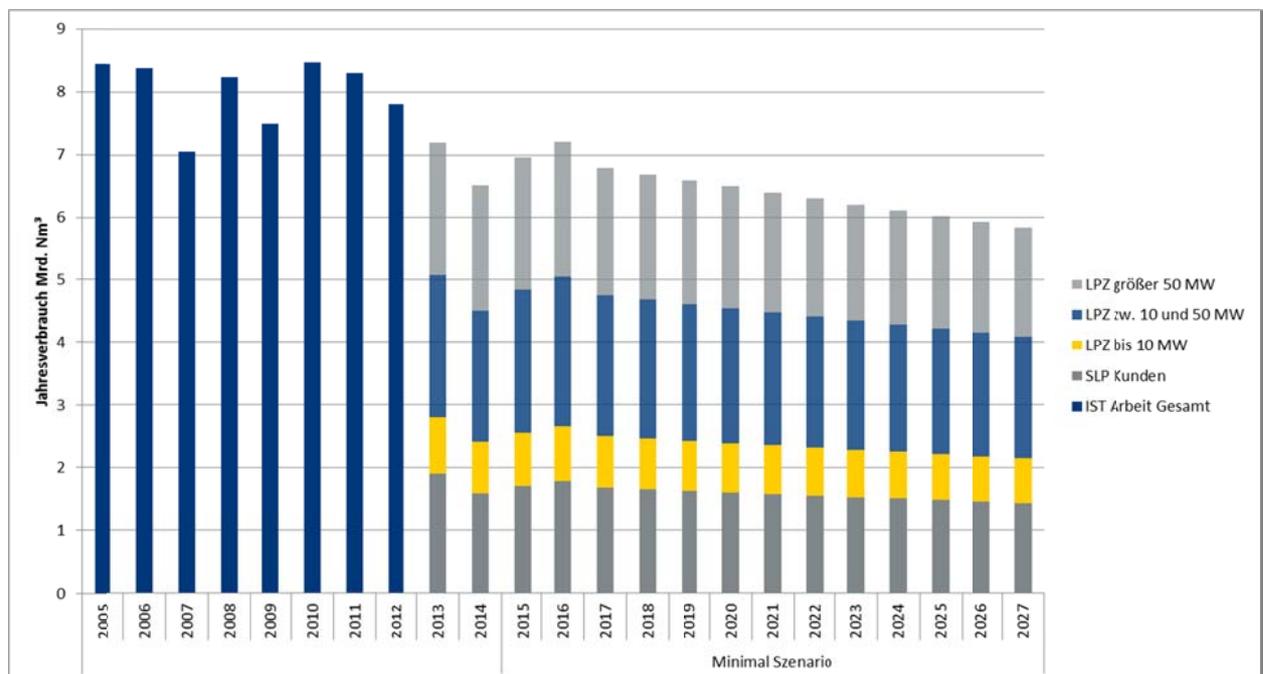
Quelle: AGGM, 2017

Diagramm 8: Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



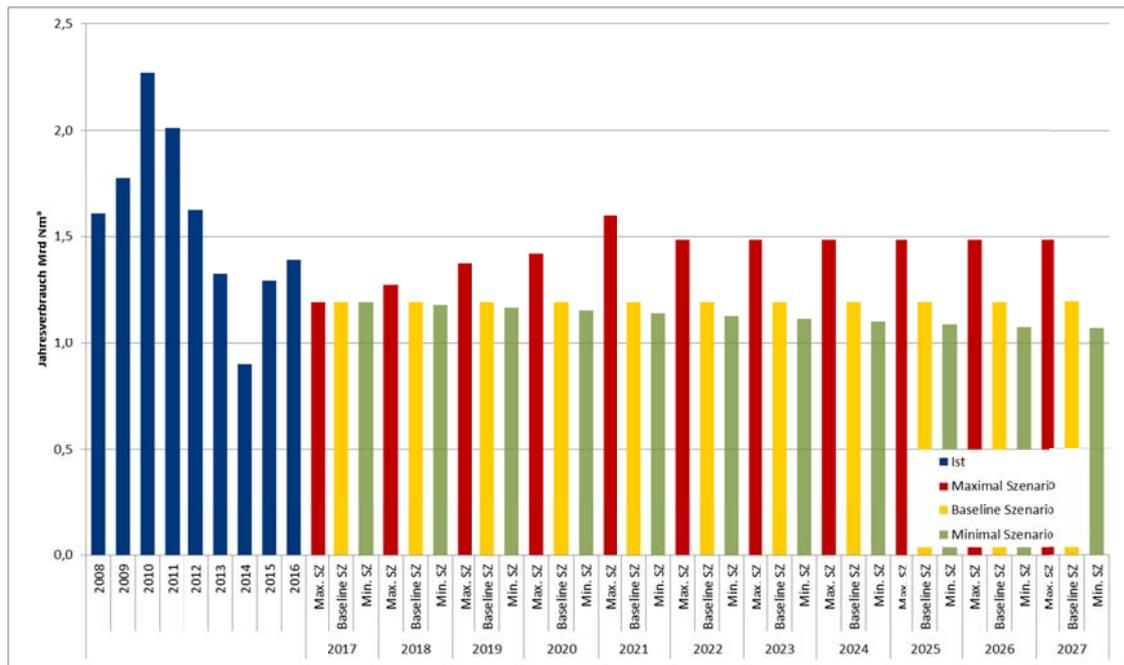
Quelle: AGGM, 2017

Diagramm 9: Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2017

Diagramm 10: Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2017

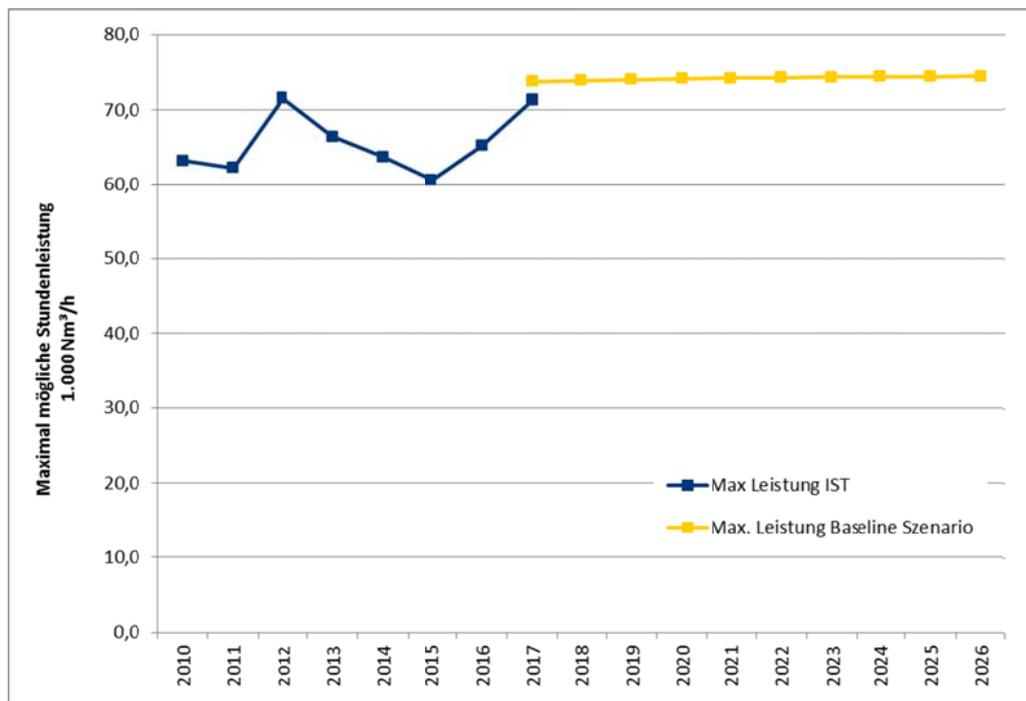
Marktgebiet Vorarlberg

Im Februar 2012 wurde der höchste Endkundenabsatz im Marktgebiet Vorarlberg in der Höhe von ca. 72.000 Nm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist auf die langanhaltende Kälteperiode 2012 zurückzuführen. In den folgenden Wintern war der Endkundenabsatz temperaturbedingt niedriger, wobei er im Jänner 2017 nur geringfügig geringer war als im Jahr 2012. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2017 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 2018 bis 2027 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.

Die hier dargestellte Absatzprognose 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 4.5.

Diagramm 11: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg



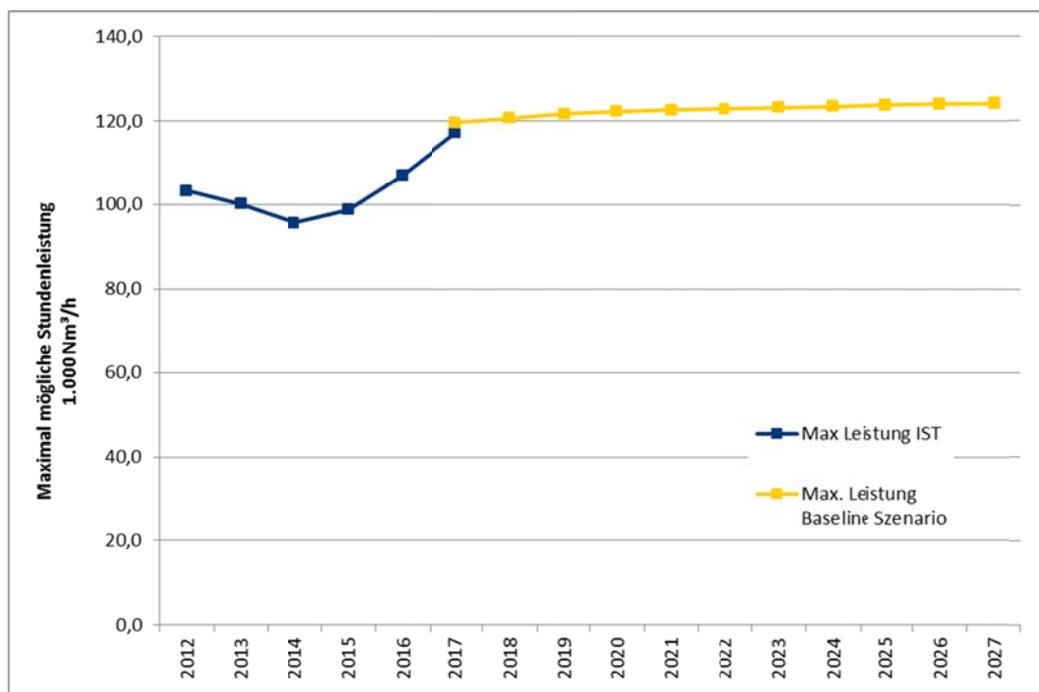
Quelle: AGGM, 2017

Marktgebiet Tirol

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

Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 117.200 Nm³/h wurde in Tirol im Jänner 2017 gemessen. Auch der maximale Tagesabsatz in Tirol war im Jänner 2017 zu verzeichnen. Im Zeitraum Februar 2012 bis September 2016 ist ein Saldo von Anmeldungen abzüglich Abmeldungen in der Größenordnung von 460.000 kWh/h (ca. 42.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2018 bis 2027 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Diagramm 12: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM, 2017

Im Absatzszenario für die LFP 2016 wurde die maximal mögliche Stundenleistung gegenüber der LFP 2015 etwas nach unten revidiert. Auf Basis der gemessenen Werte im Jänner 2017 muss diese Reduktion revidiert werden. Auch wurde festgestellt, dass die Neuanschlüsse im Marktgebiet Tirol im Jahr 2016 die Erwartungen übertroffen haben. Für das Gasjahr 2018 wird mit einer maximal möglichen Stundenleistung von 119.700 Nm³/h gerechnet.

Die Konsequenzen aus den steigenden Absatzdaten sind in Kapitel 4.4 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

Die AGGM hat im Zuge der Marktmodellumstellung die bestehenden Kapazitätsverträge mit der terranets bw übernommen. Im Zeitraum vom 1.10.2016 bis 30.9.2025 steht eine Kapazität von 710.450 kWh/h FZK zur Verfügung. Die zusätzlich erforderliche Kapazität wird im regulären Beschaffungsprozess über die Kapazitätsplattform PRISMA kontrahiert, wobei die Quartale Q4/2017 und Q1/2018 bereits kontrahiert wurden. Siehe dazu Kapitel 4.5. Auf Grund der ab 1.10.2016 geänderten Situation betreffend die Durchleitung für Liechtenstein und die Ostschweiz wird im Zuge des Beschaffungsprozesses die erforderliche Kapazität für die zu übergebenden Gasmengen in Ruggell mit beschafft.

Kapazitätsvertrag bayernnets

Bayernets bietet für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK an. AGGM wird für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine strukturierte Jahresbuchung für das Gasjahr 2018 durchführen. In den Sommermonaten (Juni, Juli, August) wird eine Kapazität von 450.000 kWh/h FZK gebucht. In den Wintermonaten wird eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK gebucht. Im Mai werden 620.000 kWh/h FZK, im September werden 560.000 kWh/h FZK kontrahiert. In den Monaten Oktober und April wird eine Kapazität von 840.000 kWh/h FZK gebucht. Die in den Wintermonaten zusätzlich erforderliche Kapazität, über 965.039 kWh/h FZK hinaus, wird in Form von Übernominierungen beschafft und mittels Lastflusszusage abgesichert. Siehe dazu Kapitel 4.64.4.

2.3.2.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage 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 1.5.2017) sind 21.932.513 kWh/h Standardkapazität Entry, 15.086.635.035 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 1.5.2016) um 1.456.000 kWh/h - das sind ca. 6,2% der Gesamtkapazität - verringert. Die Exit Standardkapazität wurde im Vergleich zum Vorjahr um 446.400 kWh/h – das sind ca. 2,9% der Gesamtkapazität – verringert.

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2017 wurde bis zum Jahr 2021 in Summe ein zusätzlicher Entry Bedarf von ca. 2.500.000 kWh/h Standardkapazität und ein zusätzlicher Exit Bedarf von ca. 4.450.000 kWh/h Standardkapazität gemeldet (bei gleichzeitiger Reduktion der unterbrechbaren Kapazität).

Die Standardkapazität Entry Bedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität und andererseits durch die zusätzliche Kapazität gedeckt werden, die durch die Umsetzung der Projekte 2012/2, 2012/3 und 2012/5 geschaffen wird. Die Standardkapazität Exit Kapazitätsbedarfe können bis auf ca. 1.000.000 kWh/h durch derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden. Derzeit liegen diesbezüglich jedoch keine Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Tabelle 2: Speichieranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.5.2017

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 2017 (Stand 1.5.2017)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-VEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPTHAN-CMV-G	SPTHAN-OOFG-0MV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPPUCHKRAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FA-E6S-6	SP7FA-OOFG-E6S				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								
gebuchte Kapazität 2016 (Stand 1.5.2016)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-VEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPTHAN-CMV-G	SPTHAN-OOFG-0MV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPPUCHKRAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FA-E6S-6	SP7FA-OOFG-E6S				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								
absolute Veränderung 2017 zu 2016								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-VEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPTHAN-CMV-G	SPTHAN-OOFG-0MV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPPUCHKRAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FA-E6S-6	SP7FA-OOFG-E6S				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								
relative Veränderung zu 2016								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-VEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPTHAN-CMV-G	SPTHAN-OOFG-0MV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPPUCHKRAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FA-E6S-6	SP7FA-OOFG-E6S				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAGES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2017

2.3.2.3 Speicher Thann

Mit Stichtag 1.4.2017 wurde der Betrieb des Speichers Thann eingestellt. Das Polstergas wird in den nächsten Jahren abgefördert. Durch die Schließung des Speichers Thann sind ca. 6% der gesamten Entry Kapazität aus Speicheranlagen weggefallen.

Auswirkungen in Bezug auf Oberösterreich:

Der Wegfall des Speichers Thann in Oberösterreich ist zwar bedauerlich, dennoch sind keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit von Oberösterreich zu erwarten.

Die Versorgung von Oberösterreich ist durch 3 Speicherstandorte (Puchkirchen, 7 Fields/Nußbaum, Friedburg/Haidach), durch die Anbindung an die WAG und durch die leistungsfähige Leitung Netz NÖ West 4 gegeben.

Auswirkungen in Bezug auf das Marktgebiet Ost:

Durch die Schließung des Speicher Thann reduziert sich die Speicher Entry Standardkapazität im Verteilergbiet Ost um ca. 6 %. Die Produktions Entry Standardkapazität hat sich etwas erhöht. Die Reduktion der gebuchten Entry Standardkapazität beträgt somit in Summe ca. 95.000 Nm³/h im Verteilergbiet Ost.

Für den Fall, dass der maximale historische Tagesabsatz eintritt und alle Speicher- und Produktionsanlagen mit ihrer gebuchten Kapazität in das VG Ost einspeisen, musste vor Schließung des Speichers Thann eine Menge von 2,03 Mio. Nm³/d von der Fernleitung in das Verteilergbiet eingespeist werden, nach Schließung des Speicher Thann ist eine Tagesmenge von 4,29 Mio. Nm³/d erforderlich.

Das bedeutet, dass ein um ca. 95.000 Nm³/h höherer Gasfluß aus dem Fernleitungsnetz in das Verteilernetz erfolgen muss.

Unter regulären Marktbedingungen stellt dies keine Einschränkung der Versorgungssicherheit dar.

In einem Extremfall ist davon auszugehen, dass folgende zusätzliche Kapazitäten zur Versorgung der österreichischen Endkunden genutzt werden können:

- a) die technische Kapazität des Speichers Friedburg/Haidach ist etwas höher als die gebuchte Kapazität und
- b) der Speicher 7 Fields hat eine technische Ausspeicherkapazität von ca. 250.000 Nm³/h auf die Fernleitung.

Auch im Extremfall stellt die Schließung des Speichers Thann daher keine Einschränkung der Versorgungssicherheit des MG Ost dar.

2.3.2.4 Inlandsproduktion

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV E&P Austria und die RAG AG. Die Summe der Kapazitätsbuchungen der Produktionsanlagen beträgt 1.683.131 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 3). Das ist um 118.592 kWh/h Standardkapazität mehr als im Vorjahr (Stichtag 1.5.2016). Die Erhöhung beträgt ca. 8%.

Tabelle 3: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2017

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Produktion					Kapazität			
Ort	NB	Netzzugangs-berechtigter	EIC	EIC-Alias	gebuchte Kapazität 2017 (Stand 1.5.2017)	gebuchte Kapazität 2016 (Stand 1.4.2016)	absolute Veränderung 2017 zu 2016	relative Veränderung zu 2016
					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. Sonsl	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								

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2017

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 2017 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]

[BGG].

2.3.2.5 Biogasproduktion

Derzeit sind in Österreich 14 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 36.860 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 4).

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 4: Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2017

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Biogas				Kapazität			
Ort	NB	EIC	EIC-Alias	gebuchte Kapazität 2017 (Stand 1.5.2017) SK Entry kWh/h	gebuchte Kapazität 2016 (Stand 1.5.2016) SK Entry kWh/h	absolute Veränderung zu 2016 SK Entry kWh/h	relative Veränderung zu 2016 %
Asten	Linz Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG				
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVW				
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-COFG				
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-WEG				
Leoben	STW Leoben	25W-BIO-LEOB---W	BIO-LEOB-GSG				
Zell am See	Salzburg Netz	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG				
Strass	TIGAS	1 3W-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							

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2017

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.

2.3.2.6 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

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

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

2.4 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016

In Tabelle 5 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 5: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016

<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projektträger</i>	<i>geplante Fertigstellung</i>	<i>Status</i>
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	9/2017	in Umsetzung
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	9/2018	in Umsetzung
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz Oberösterreich	11/2018	in Umsetzung
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz Niederösterreich	12/2018	in Umsetzung
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2019	genehmigt
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	in Umsetzung
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

Quelle: AGGM, 2017

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 Reverse Flow Auersthal ist derzeit in Umsetzung. Die geplante Fertigstellung wird sich um drei Monate auf Ende Dezember 2017 verzögern. Ab diesem Zeitpunkt wird die Station auch im Reverseflow dem Verteilergebiet zur Verfügung stehen. Der Abschluss der Restarbeiten ist für März 2018 geplant. Die derzeit geplanten Projektkosten werden entsprechend der aktuellen Projektphase eingehalten.

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Im Rahmen der LFP 2016 wurde eine Verzögerung des Fertigstellungstermins um 12 Monate (Q3/2018) bekanntgegeben. Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Day 2017 hat GCA angekündigt, dass die Fertigstellung des Projektes um 6 Monate früher als in der LFP 2016 abgekündigt stattfinden wird (Q1/2018).

AGGM hält jedoch fest, dass die Deckung des Bedarfs an zusätzlicher Kapazität bereits im September 2017 erforderlich ist. Die Verschiebung des Fertigstellungstermins hat zur Folge, dass gegebenenfalls Ausspeichertransporte eingeschränkt werden müssen.

Projekt 2012/5: Druckerhöhung Oberösterreich

Das Projekt 2012/5 Druckerhöhung Oberösterreich wurde unter der Bedingung genehmigt, dass seitens des Speicherbetreibers RAG eine verbindliche Zusage über den Ausbau seiner Speicheranlage vorliegt, damit bis zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Projektes 2012/5 Ausbauschritt 1 ein Druck von 70 barg bereitgestellt werden kann. RAG hat dies in einem Brief vom 15.12.2015 bestätigt. Am 17.2.2016 erfolgte ein Abstimmungsgespräch zwischen Netz OÖ, allen betroffenen Speicherunternehmen und AGGM. RAG hat mitgeteilt, dass ab 10/2017 das erste Maßnahmenpaket umgesetzt sein wird. Es kann mit einem Ausspeicherdruck von 62 barg gerechnet werden. Alle Umbaumaßnahmen werden 06/2018 fertiggestellt sein, dann kann mit einem Ausspeicherdruck von 70 barg (abzüglich safety margin) gerechnet werden.

Ein Netzausbaupertrag zur Umsetzung des Projektes wurde zwischen Netz OÖ und AGGM unterzeichnet. Die Fertigstellung des 1. Ausbauschnittes (sicherheitstechnische Einrichtungen) wurde mit 10/2017 vereinbart. Die Fertigstellung des 2. Ausbauschnittes (Anpassung der Vorwärmeeinrichtungen) wurde mit 11/2018 vereinbart. In Summe wurden 24 Einzelbaumaßnahmen definiert und die Umsetzungszeitpunkte festgelegt.

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Das Projekt befindet sich im Zeitplan.

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

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

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

Eine EU-weite Ausschreibung des Leitungsbauvorhabens „Leitungssegment Velm – Mannersdorf“ (Bauabschnitt1) erbrachte Plankosten außerhalb der im Bescheid angeführten Bandbreite. Für diesen Bauabschnitt wird derzeit eine Neuausschreibung vorbereitet, um durch verstärkten Wettbewerb die geplante Kostenbasis erreichen zu können. Der geplante Fertigstellungstermin verschiebt sich auf Dezember 2019.

Projekt 2016/1: Ersatzinvestition Leitung G00 006

Die Umsetzung des Projektes 2016/1 Ersatzinvestition Leitung G00 006 wurde um ein Jahr verschoben. Bis dato wurden keine Umsetzungsschritte getätigt. Als nächste Schritte erfolgen die Bestandserhebung und die Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber. Der geplante Fertigstellungstermin verschiebt sich auf Ende Oktober 2020.

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

Das Projekt 2016/2 Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007 ist derzeit in Umsetzung. Die Detailplanung ist abgeschlossen. Die Bauaktivitäten wurden im Juli 2017 gestartet. Die Einbindearbeiten sind für den 26+27.9.2017 geplant. Aus derzeitiger Sicht wird das Projekt wie geplant im Dezember 2017 abgeschlossen.

Projekt 2016/3: Ersatzinvestition der Leitung G00 011

Das Projekt 2016/3 Ersatzinvestition der Leitung G00 011 ist derzeit in Umsetzung. Die Detailplanung für den ersten Bauabschnitt von Laa nach Schletz wurde abgeschlossen. Mit der Umsetzung des ersten Bauabschnittes wurde im Mai 2017 begonnen. Die Einbindung des ersten Abschnittes erfolgte im August 2017. Bis Ende 2017 wird die Bestandsleitung liquidiert und es werden die Rekultivierungsarbeiten durchgeführt. Als nächster Schritt erfolgt die Detailplanung des 2. Bauabschnittes von Schletz nach Kollnbrunn. Dieser Bauabschnitt wird 2018 umgesetzt.

Aus derzeitiger Sicht wird das Gesamtprojekt wie geplant im März 2020 abgeschlossen.

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. Im Bereich des Nationalparks wurde die parallel laufende Leitung G00-020 ebenfalls ersetzt. Die letzten Bauarbeiten (400m Leitung zwischen Hubertusdamm und Barbarabrücke) werden im Herbst 2017 durchgeführt.

Aus derzeitiger Sicht wird das Projekt wie geplant bis Ende 2017 abgeschlossen.

Projekt 2016/5: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Das Projekt 2016/5 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten ist derzeit in Umsetzung. Das Basic Engineering wurde abgeschlossen und die Behördenverfahren wurden durchgeführt. Die Long Lead Items (Armaturen, Rohrbau und Filterseparatoren) wurden bestellt. Mitte August 2017 wurde mit den Bauarbeiten begonnen. Anfang Oktober 2017 werden die ersten Einbindearbeiten durchgeführt.

Aus derzeitiger Sicht wird das Projekt wie geplant bis Ende 2017 abgeschlossen. Die Fertigstellungsmeldung und die Abschluss der Restarbeiten werden Ende März 2018 umgesetzt sein.

2.5 Leitungsnetz Stand 5/2017

Im Anhang 3 ist eine schematische Karte der Ebene 1 Anlagen der Verteilernetze mit dem Stand 5/2017 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 2018 bis 2027 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 1 Mio. Euro sind, nicht in der Langfristigen Planung als Projekt abgebildet werden.

In Tabelle 6 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Tabelle 6: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2018 bis 2027 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 007: Aderklaa - Süßenbrunn	2017	Kapitel 4.9
GCA	G00 011: Auersthal – Laa	2019	Kapitel 4.10
GCA	G00 020: Baumgarten - Rutzendorf	Nach 2027	Kapitel 4.11
GCA	G00 020: Rutzendorf - Mühleiten	Nach 2027	Kapitel 4.11
GCA	G00 020: Barbarabrücke – A4 Querung (ca. 1,3 km)	ca. 2020	Kapitel 4.11
Netz OÖ	Pyhrnleitung	Ab 2022	Kapitel 4.15

Quelle: AGGM/2017

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2018 bis 2027 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 1 Mio. Euro) durchgeführt werden.

2.6 Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Der Infrastrukturstandard gem. Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 ist auf der regionalen Ebene der Marktgebiete anzuwenden.

In Zusammenarbeit mit den Fernleitungsunternehmen hat die AGGM den Infrastrukturstandard gemäß Artikel 6 für das Marktgebiet Ost erhoben.

Tabelle 7: Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	276,35	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten (GCA, WAG, TAG)	206,07	technische Kapazität
Oberkappel	21,95	(www.aggm.at, Marktgebietsdaten, 1.8.2017;
Überackern	10,19	Originaldaten werden von GCA und TAG übermittelt
Arnoldstein	37,27	Brennwert: 11,19 kWh/Nm ³)
Freilassing&Laa/ Thaya	0,87	techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht (Quelle: AGGM, 01.08.2017)
Pm	3,57	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	3,03	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 01.08.2017)
Produktion RAG	0,54	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 01.08.2017)
Sm	44,54	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	26,55	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 01.08.2017)
Speicher RAG ES	13,31	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 01.08.2017)
7Fields FL	-	bereits am Punkt Überackern inkludiert
7Fields VG	4,68	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 01.08.2017)
Haidach VG	0	dz. keine Verbindung
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	206,07	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,90	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)

N - 1 [%]

228%

Quelle: GCA, TAG, AGGM, 2017

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 228%. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 994/2010 von > 100% gerecht wird.

Im Jahr 2013 lag das Ergebnis der N-1 Formel bei 233%, im Jahr 2014 bei 235%, im Jahr 2015 bei 237%, im Jahr 2016 bei 233%.

Die geringfügige Reduktion im Vergleich zum Jahr 2016 um 5 Prozentpunkte ist auf den Wegfall des Speichers Thann und auf die Reduktion der Inlandsproduktion zurückzuführen.

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

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 Netzausbaupertrag abgeschlossen wurde. Projekte, für die kein Netzausbaupertrag erforderlich ist (keine Ausbauschwelle) werden ebenfalls mit dem jeweiligen Fertigstellungsgrad berücksichtigt.

3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2018

Alle für das Jahr 2018 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. Die hohen Durchflussmengen im Februar 2012 haben zusätzlich einen erhöhten Druckabfall in der Station Wilfleinsdorf erzeugt, sodass die Drucksituation für die Netz Burgenland Erdgas GmbH angespannt war. Durch eine optimierte Fahrweise im Winter 2012 konnten Druckverletzungen an der Übergabestation in Wilfleinsdorf weitgehend vermieden werden. Dennoch ist die Übergabestation Wilfleinsdorf der kritischste Druckpunkt im Südsystem und schränkt die Gasflussteuerung in der Flexibilität ein. Trotz optimierter Fahrweisen kann es zu kritischen Drucksituationen kommen. Die Leitung Mitterndorf – Wilfleinsdorf stellt somit einen Engpassbereich dar. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung werden in Kapitel 4.3 beschrieben.

Kapazitätsengpassbereich Tirol

Die maximale buchbare 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 4.4.

Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Auerthal Reverseflow

Im Winter 2014/2015 kam es im hydraulischen Cluster West zu Beschränkungen der Speicher Entry Nominierungen, da der Absatz im restlichen Verteilernetz (Verteilernetz ohne Primärverteilsystem 2) kleiner war als die Einspeisungen aus Biogasanlagen, Produktion und Speicher in das restliche Verteilernetz. Ein Transport des ausgespeicherten Gases über das Primärverteilsystem 2 in das Fernleitungssystem konnte aufgrund der nicht reverseflow fähigen Übergabestation der West 4 Leitung in Auerthal nicht durchgeführt werden. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.7

Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilerg Gebiet → 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 Verteilerg Gebiet und Fernleitung ist aufgrund zu geringer Kapazität zwischen diesen beiden Systemen aufgetreten. Derzeit steht eine Kapazität von ca. 360.000 Nm³/h FZK vom Verteilerg Gebiet 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 Verteilerg Gebiet 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 2018 bis 2027

Weitere als im vorigen Kapitel beschriebene Kapazitätsengpassbereiche wurden für die Jahre 2019 bis 2027 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.

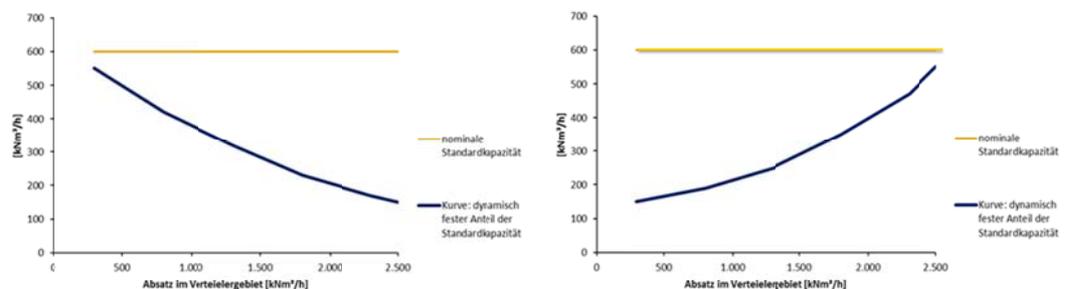
Tritt hingegen das in der Absatzprognose definierte Maximal Szenario oder das Minimal Szenario ein, so hat dies Konsequenzen für die Speicherunternehmen. Die Konsequenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

Tritt das Maximal Szenario ein, so ist grundsätzlich von einem ganzjährig höheren Absatz auszugehen. Für die Einspeicher Kapazitäten (EXIT Speicher) hat dies zur Folge, dass der in Abhängigkeit des Absatzes im Verteilergebiet sich ergebende dynamisch feste Anteil der Standardkapazität geringer ist. Wohingegen bei der Ausspeicher Kapazität 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 Konsequenzen 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 leichteren Lesbarkeit des Berichtes wurde in Tabelle 8 für jedes Projekt der Langfristigen Planung 2017 das entsprechende Kapitel zugeordnet, in dem die Begründung für dieses Projekt zu finden ist.

Tabelle 8: 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 4.4: Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Auersthal Reverseflow	2012/02: Reverseflow Auersthal	Kapitel 4.7: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergebiet → Fernleitung	2012/03: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten 2012/05: Druckerhebung Oberösterreich	Kapitel 4.7: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
Ersatzinvestitionsprojekte	2016/01: Ersatzinvestition Leitung G00 006	Kapitel 4.8: Ersatzinvestition Leitung G00 006
	2016/02: Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	Kapitel 4.9: Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007
	2016/03: Ersatzinvestition der Leitung G00 011	Kapitel 4.10: Ersatzinvestition Leitung G00 011
	2016/04: Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	Kapitel 4.11: Ersatzinvestition G00 003 und G00 020
	2016/05: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	Kapitel 4.12: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten
	2017/1: KS Auersthal Errichtung zentrales Ausblasesystem	Kapitel 4.14: Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Quelle: AGGM, 2017

4.2 Kapazitätserweiterungsanträge

Gemäß §33 (2) GWG 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 Verteilergebietsmanager 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 2012/02 „Reverseflow Auersthal“, 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich“ dienen zur Verbesserung der Qualität der Standardkapazität für die Speicher im Verteilergesamtgebiet. Die Erhöhung der nominalen Standardkapazität steht nicht im Vordergrund.

Die Projekte 2016/01 bis 2016/04 und 2017/1 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 werden soll.

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 Verteilergesamtes. 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 errichtet. Die Dimensionierung ist DN 150, PN 64. 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 (12,8 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		
Netzbetreiber				BA1	BA2	zus. BA3
Absatz				Leitung Velm-Mannersdorf	Station Wilfleinsdorf	Leitung Mannerdorf-Wilfleinsdorf
[kNm ³ /h]			[bar]	[bar]		[bar]
maximaler historischer Absatz	Netz Niederösterreich	6,6	17,6	8,2	3,4	3,4
	Netz Burgenland Erdgas	17,4				
Berücksichtigung von Absatzsteigerungen	Netz Niederösterreich	10	19,2	5,0	5,0	5,0
	Netz Burgenland Erdgas	25				

Quelle: AGGM/2014

4.4 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 2016 sind Neukunden (Saldo aus Anmeldungen abzüglich Abmeldungen) in der Größenordnung von 460.000 kWh/h (ca. 42.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2018 bis 2027 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Die derzeit von bayernets ausgewiesene maximal buchbare FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten beträgt 965.039 kWh/h. Es ist geplant für das Gasjahr 2018 wieder eine strukturierte Buchung an diesem Grenzübergabepunkt wie folgt vorzunehmen. In den Sommermonaten (Juni, Juli, August) wird eine Kapazität von 450.000 kWh/h FZK gebucht. In den Wintermonaten wird eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK gebucht. Im Mai werden 620.000 kWh/h FZK, im September werden 560.000 kWh/h FZK kontrahiert. In den Monaten Oktober und April wird eine Kapazität von 840.000 kWh/h FZK gebucht.

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 2017, Jänner 2018 und Februar 2018 in der Höhe von 160.000 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 berücksichtigt. Mit einer Kapazitätsbereitstellung kann im Jahr 2020 gerechnet werden.

4.5 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg

Durch die Marktmodellumstellung in Liechtenstein ist der Bedarf für Liechtenstein im COSIMA Modell zu berücksichtigen, mit der Wirkung, dass Exit Kapazitätsbuchungen in Ruggell 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 in Lindau Exit terranets bw äquivalente Kapazitätsbuchungen zu Ruggell von AGGM durchzuführen sind. Die für das Marktgebiet Liechtenstein zuständige LGV hat den strukturierten Kapazitätsbedarf in Ruggell bekannt gegeben.

AGGM hat die erforderliche Kapazität in Lindau für die Endkundenversorgung in Vorarlberg ermittelt. Im Winter ist eine maximale Kapazität von 808.000 kWh/h erforderlich. In den Übergangsmonaten und im Sommer sind deutlich geringere Kapazitäten zu buchen.

In Summe (Marktgebiet Vorarlberg und Äquivalenzbuchung für Ruggell) ist eine maximale Kapazität von 1.060.000 kWh/h FZK Exit Lindau erforderlich. Dies entspricht der von terranets bw ausgewiesenen maximalen FZK Kapazität am Übergabepunkt Exit Lindau für das Jahr 2018. Die Kapazitätsbuchung erfolgt entsprechend der Bedarfe strukturiert, wobei der von den Vorarlberger Energienetzen übernommene langfristige Vertrag in der Höhe von 710.450 kWh/h FZK berücksichtigt wird. Somit ergibt sich die in Tabelle 9 dargestellte jahreszeitliche Struktur der Kapazitätsbuchungen

Tabelle 9: Kapazitätsbuchung Exit Lindau für das Gasjahr 2018

Jahr	Monat	Kapazitätsbuchung FZK [kWh/h]
2017	10	765.500
2017	11	1.022.000
2017	12	1.055.000
2018	1	1.060.000
2018	2	1.060.000
2018	3	1.012.500
2018	4	777.500
2018	5	710.450
2018	6	710.450
2018	7	710.450
2018	8	710.450
2018	9	710.450

Quelle: AGGM, 2017

4.6 Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost

Entry

Im Winter 2014/2015 kam es erstmals zu Einschränkungen von Entry Speichernominierungen an den Speichern im Verteilergesamtgebiet.

An insgesamt 12 Tagen mussten Beschränkungen durchgeführt werden. An 8 Tagen mussten Beschränkungen auf Grund eines Kapazitätsengpasses im Verteilergesamtgebiet vorgenommen werden. An 4 Tagen mussten Beschränkungen auf Basis eines Engpasses zwischen Verteilergesamtgebiet und Fernleitungsebene durchgeführt werden.

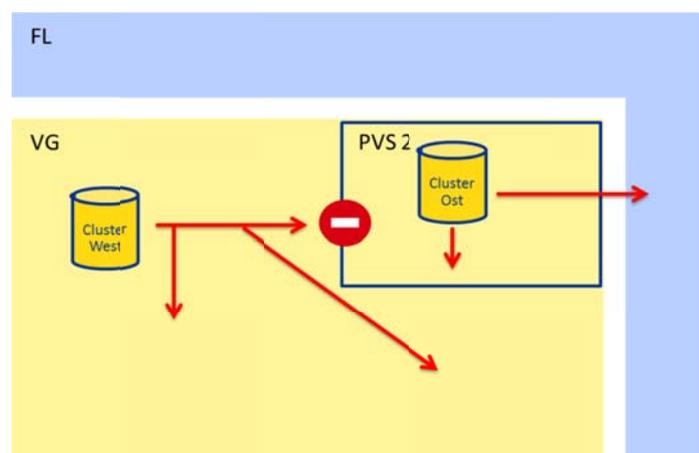
In Summe musste im Q4/2014 und Q1/2015 eine Gasmenge von 275.000 MWh eingeschränkt werden. 109.000 MWh wurden aufgrund des Engpasses im Verteilergesamtgebiet und 166.000 MWh wurden aufgrund des Engpasses zwischen Verteilergesamtgebiet und Fernleitungsebene eingeschränkt. Auf den Speichercluster West sind Einschränkungen in der Höhe von 161.000 MWh und auf den Speichercluster Ost Einschränkungen von 114.000 MWh entfallen.

Die Höhe der Einschränkungen wurde aus den Daten (Speicher Nominierungen), die für AGGM zugänglich sind, ermittelt. RAG ES hat in einer Diskussion eingebracht, dass Speicherkunden bereits aus der Befürchtung heraus, dass die Speichernominierungen eingekürzt werden könnten, geringere Nominierungen abgegeben haben und das erforderliche Gas aus anderen Quellen beschafft haben bzw. auf zusätzliche Geschäfte verzichtet haben. Die Höhe dieser nicht abgegebenen aber trotzdem erforderlichen Nominierungen ist Seitens AGGM nicht quantifizierbar.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Einschränkungen lediglich im unterbrechbaren Anteil der Standardkapazität durchgeführt wurden. Der feste Anteil der Standardkapazität konnte von jedem Speicherunternehmen jederzeit abgerufen werden. Durch die Einschränkungen war in keinem Fall die Versorgung der Endkunden gefährdet.

Eine schematische Grafik des Engpasses im Verteilergesamtgebiet ist in Abbildung 4 dargestellt. Der Engpass befindet sich am Rand des Primärverteilsystems 2 (PVS 2) hin zum restlichen Verteilernetz.

Abbildung 4: Entry Speicher, Engpass im Verteilergesamtgebiet

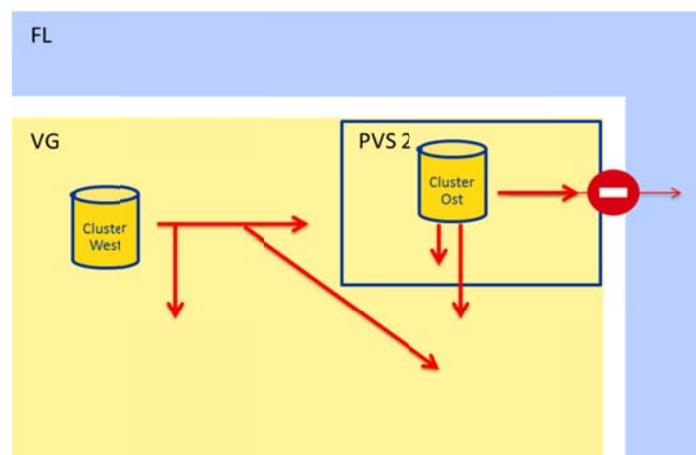


Quelle: AGGM, 2015

Die Übergabestationen am Rande des Primärverteilsystems 2 sind nicht darauf ausgelegt größere Gasmengen zurück in das Primärverteilsystem 2 zu übernehmen. Zu Engpässen ist es dann gekommen, wenn mehr Gas im hydraulischen Cluster West ausgespeichert wurde als Endverbraucher Gas im Verteilergebiet ohne PVS 2 verbraucht haben. Der Begriff Engpass bezieht sich in diesem Zusammenhang auf die Ableitkapazität – es war zu viel Gas im Verteilergebiet, dass nicht abgeleitet werden konnte. Ein Versorgungsengpass der österreichischen Kunden hat daher nicht bestanden.

In Abbildung 5 ist eine schematische Grafik des Engpasses zwischen Verteilergebiet und Fernleitungsebene dargestellt. Derzeit ist für das Verteilergebiet eine Kapazität zwischen Verteilergebiet und Fernleitungsebene von ca. 360.000 Nm³/h FZK kontrahiert. Der Engpass ist dann aufgetreten, wenn mehr als 360.000 Nm³/h Richtung Fernleitung transportiert werden hätte sollen, und unterbrechbare Kapazität Richtung Fernleitung nicht zur Verfügung gestanden ist. Die Folge daraus war eine Einkürzung auf die verfügbaren firm 360.000 Nm³/h.

Abbildung 5: Entry Speicher, Engpass Verteilergebiet → Fernleitung



Quelle: AGGM, 2015

Um die Größenordnung der Einschränkungen welche durch die dargestellten Engpässe verursacht wurden, einschätzen zu können, werden im Folgenden 2 statistische Auswertungen dargestellt. Die hier dargestellten Zahlen beziehen sich auf die Datenbasis, die AGGM zugänglich ist. Weitere Bedarfe, die aus der Befürchtung heraus eingeschränkt zu werden, gar nicht nominiert wurden, sind nicht quantifizierbar und hier nicht dargestellt.

Tabelle 10: Höhe der Entry Nominierungen und Einschränkungen gebrochen nach Clustern im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015

Speicher Cluster	Summe Entry	Einschränkung	Anteil
	MWh	MWh	
Cluster West	19.000.000	161.000	0,85 %
Cluster Ost	22.500.000	114.000	0,5 %
Summe	41.500.000	275.000	0,66 %

Quelle: AGGM, 2015

In Tabelle 10 ist die Höhe der Entry Nominierungen und die Höhe der Einschränkungen je hydraulischen Cluster im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015 dargestellt. Im hydraulischen Cluster

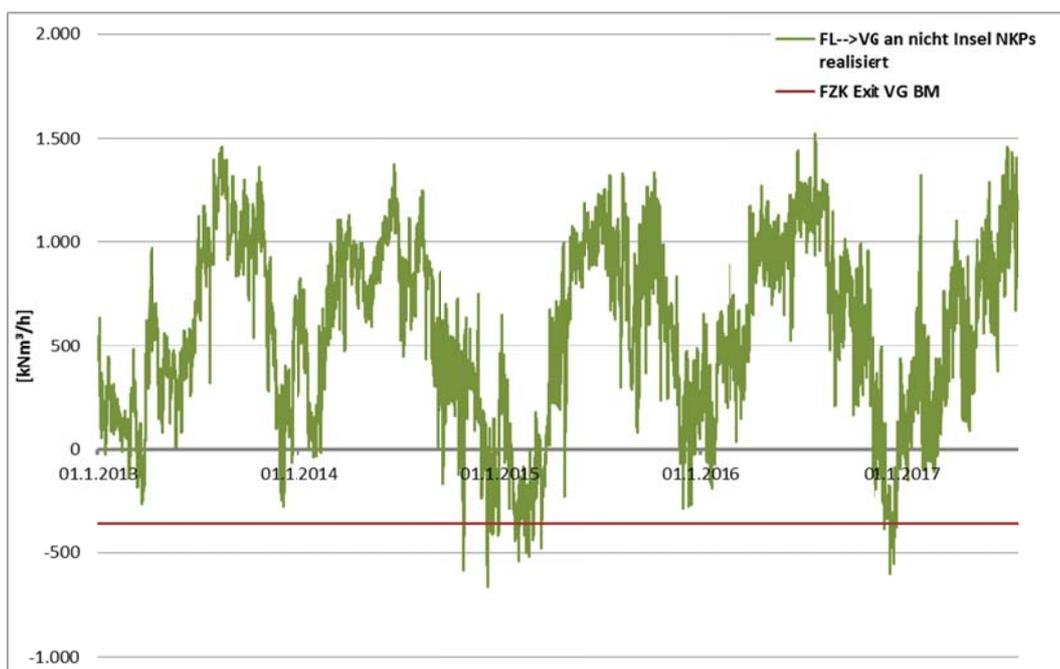
West wurden im genannten Zeitraum 0,85% aller Entry Nominierungen eingeschränkt, im hydraulischen Cluster Ost waren es 0,5%. In Summe wurden 0,66% der Entry Nominierungen eingeschränkt.

In Diagramm 13 sind die Transporte von der Fernleitung in das Verteilerg Gebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilerg Gebiet in das Fernleitungsnetz im Zeitraum 1.1.2013 bis 1.8.2017 dargestellt. Interessant sind die Datenpunkte unterhalb der Nulllinie, an diesen Zeitpunkten wurde Gas in Baumgarten vom Verteilerg Gebiet 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 Verteilerg Gebiet und Fernleitung nicht transportiert werden.

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

Im Winter 2016/17 betragen die Transporte vom Verteilerg Gebiet 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 Verteilerg Gebiet transportiert.

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



Quelle: AGGM, 2017

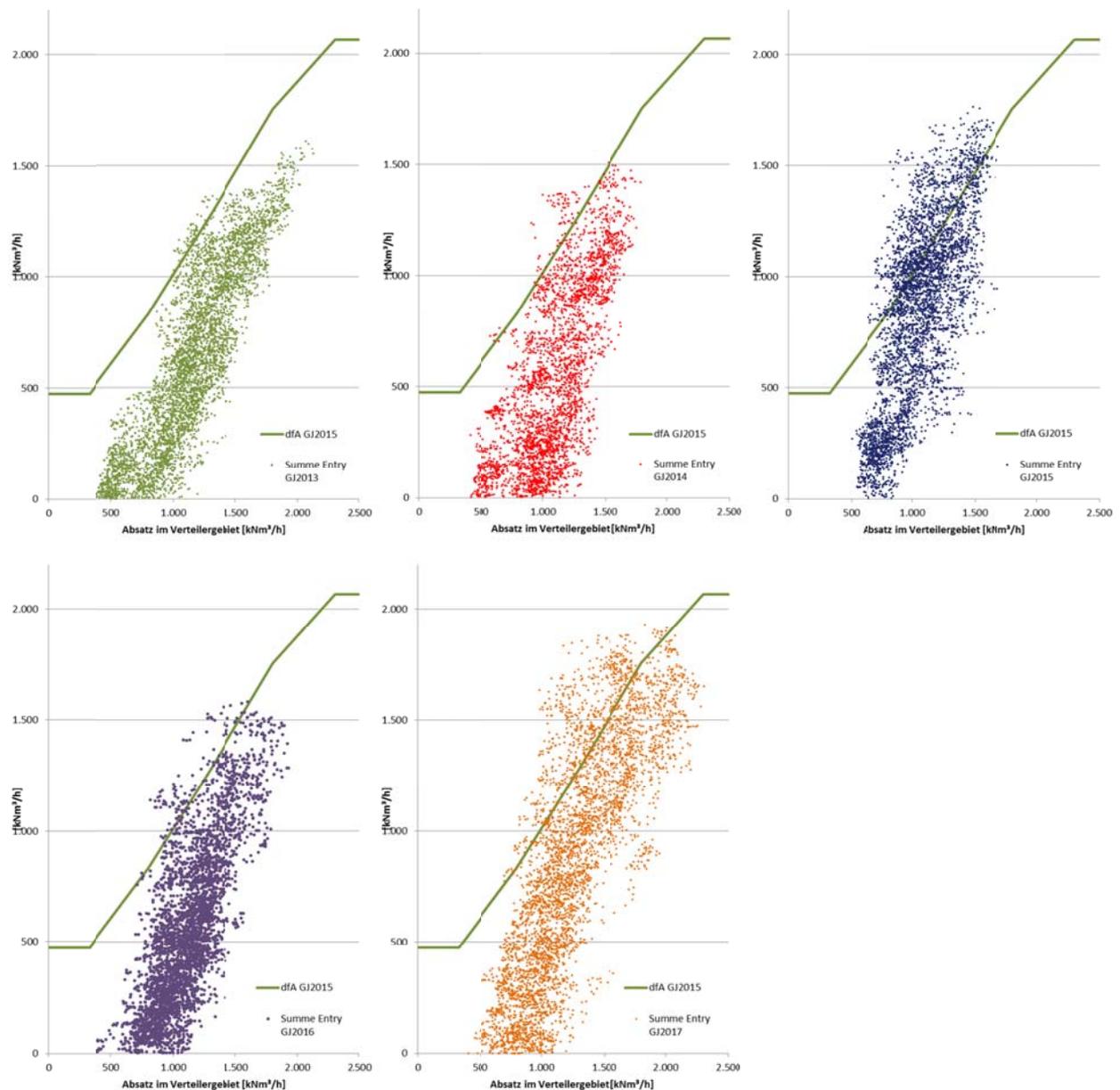
In Diagramm 14 sind die Speicher Einspeisungen in das Verteilergesamt im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2017 dargestellt. Der Speicher Wien wurde in dieser Darstellung nicht berücksichtigt, da der installierte Röhrenspeicher für einen anderen Einsatzzweck konzipiert wurde. Für jede Stunde wurden die Speicher Einspeisungen in Relation zum Gesamtabsatz im Verteilergesamt Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015 (dieser ist auch im Jahr 2017 gültig) 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 Verteilergesamt 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.

Für eine Beseitigung des Engpasses im Verteilergesamt spricht jedenfalls das Ziel eines engpassfreien Verteilergesamtes und das Ziel die Ausgleichsenergieabrufe zu minimieren umzusetzen. Aus Sicht der AGGM ist die Beseitigung dieses Engpasses jedenfalls erforderlich.

Für eine Beseitigung des Engpasses zwischen Verteilergesamt und Fernleitungsebene spricht das Ziel des Abbaus von Handelshindernissen und das Ziel eine effiziente Speicherbewirtschaftung für ausländische Märkte jederzeit zu ermöglichen.

Die Forderung der Speicherunternehmen richtet sich ebenfalls hin zu einer Beseitigung beider Engpässe. Gefordert wird allerdings keine höhere Standardkapazität sondern eine Verbesserung des dynamisch festen Anteiles der Standardkapazität.

Diagramm 14: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilerggebiet in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017)



Quelle: AGGM, 2017

Exit

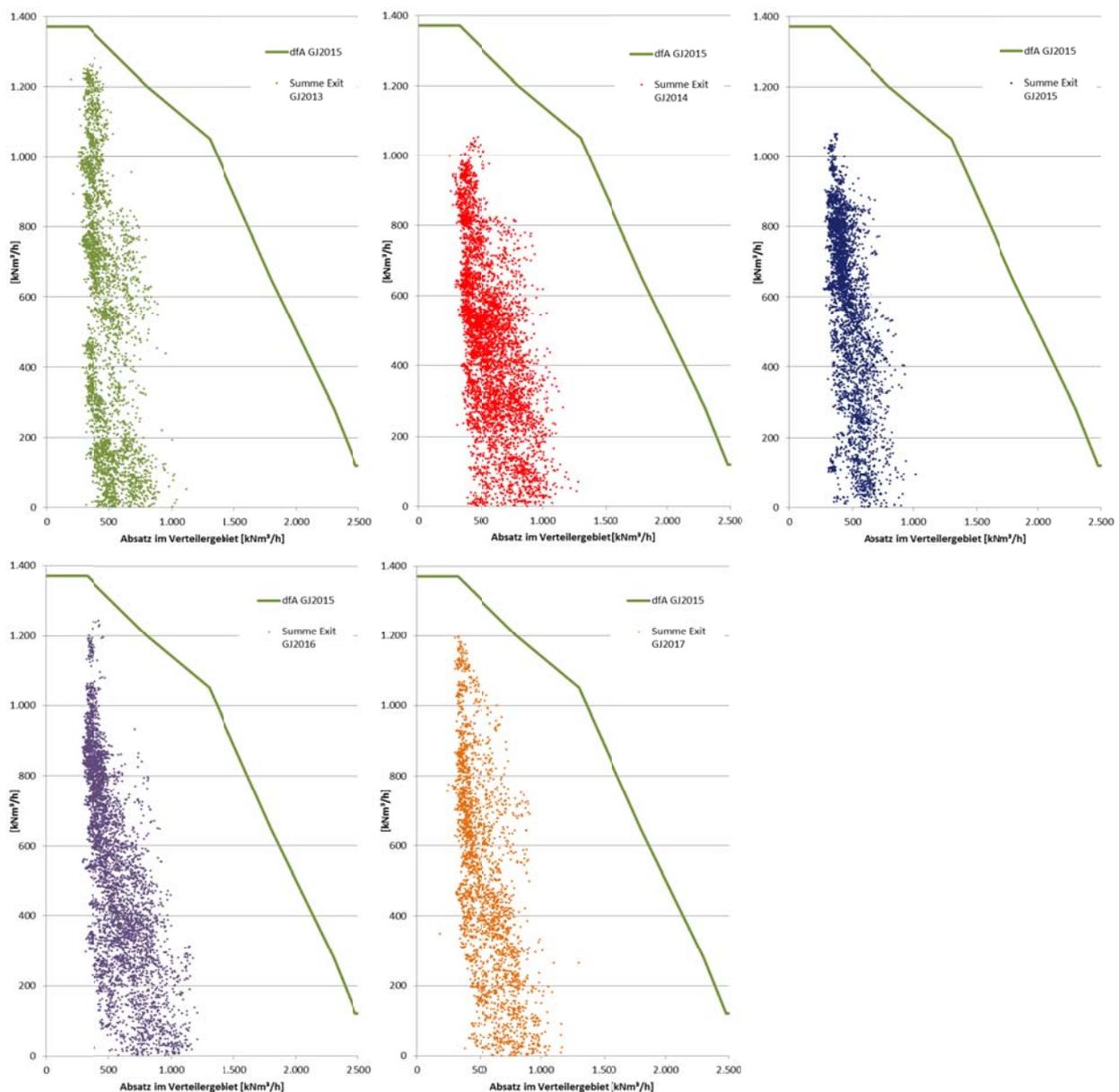
Die Einspeichertransporte (Exit VG → Speicher) konnten in den letzten Jahren friktionsfrei abgewickelt werden. Durch den Ausbau der Westleitung steht vor allem den Speichern im hydraulischen Cluster West ein wesentlich größeres Einspeicher Potential zur Verfügung.

In Diagramm 15 sind die Exit Transporte vom Verteilerggebiet in die Speicher im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017) 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 (dieser ist auch im Jahr 2017 gültig) hinzugefügt. Die Einspeicherungen zeigen in den Gasjahren 2013 und 2014 leicht unterschiedliche Muster auf. Die niedrigere Stundenleistung im Gasjahr 2014 ist auf eine geringere Kapazitätsbuchung der Exit Kapazitäten für die Speicher zurückzuführen. Die Struktur der Einspeichertransporte ist in den Gasjahren 2014 bis 2016 in etwa die gleiche. Im Gasjahr 2015 wurde vor allem bei einem Absatz im Verteilergesamt kleiner 800.000 Nm³/h eingespeichert.

Derzeit bestehen keine Kapazitätsengpässe bei der Einspeicherung.

Diagramm 15: Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilergesamt in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017)



Quelle: AGGM, 2017

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 (siehe auch Kapitel 4.16).

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 Speicherunternehmer haben auch konkrete Vorstellungen zur Form der Kurve des dynamisch festen Anteiles übermittelt.

Ein zusätzlicher Bedarf an Standardkapazität besteht derzeit offensichtlich nicht. Zwar wurde in der Datenerhebung für die LFP 2016 ein zusätzlicher Bedarf gemeldet, 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: Drückanhebung 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. Aus Sicht der AGGM ist die Umsetzung des Projektes jedenfalls erforderlich. Im Bescheid zur LFP 2015 hat die ECA dieses Projekt ohne Ausbausehwele genehmigt.

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. Mit der Fertigstellung ist im Q1/2018 zu rechnen.

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 werden im Projekt 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich“ umgesetzt. Im Rahmen dieses Projektes werden in insgesamt 17 Ebenen 1 Stationen Umbaumaßnahmen durchgeführt, damit ein maximaler Betriebsdruck von 70 barg sichergestellt werden kann. Die Umsetzung des Projektes erfolgt in zwei Ausbausritten. Ausbausritt 1 umfasst alle sicherheitsrelevanten Umbaumaßnahmen, die mit erster Priorität umgesetzt werden (geplante Fertigstellung 10/2017). Ausbausritt 2 umfasst alle weiteren Maßnahmen mit einer geplanten Fertigstellung im November 2018.

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, dass bereits ab 10/2017 mit einem etwas höheren Ausspeicherdruck gerechnet werden kann. Das gesamte Maßnahmenpaket für den Umbau des Speichers wird 06/2018 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.

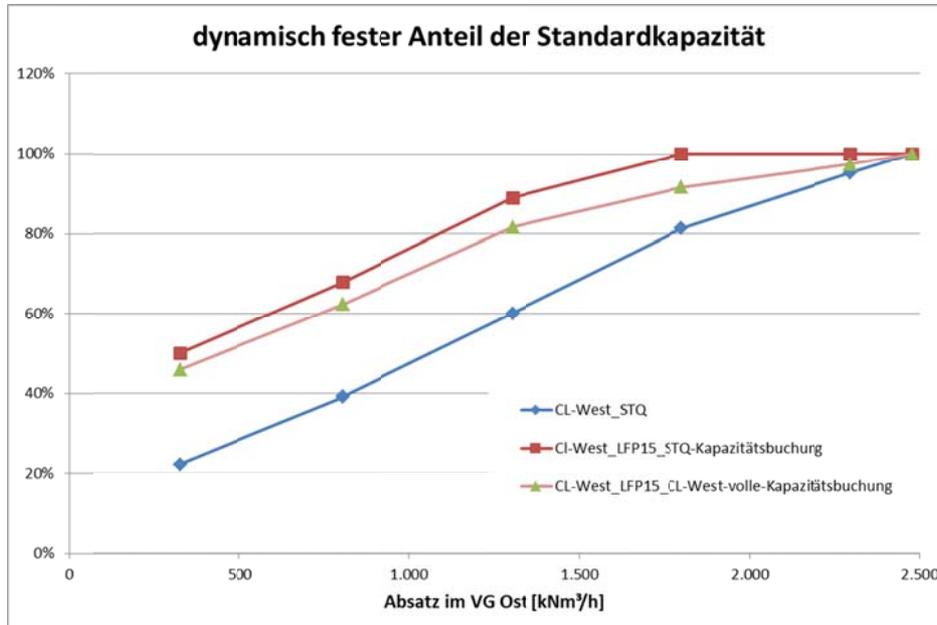
In Diagramm 16 ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo (blaue Linie) und bei Umsetzung der genehmigten Projekte bei derzeitiger Kapazitätsbuchung (rote Linie) bzw. voller Kapazitätsbuchung (hellrote Linie) dargestellt. Wird die gesamte ausgewiesene 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 (1.6.2016) genutzt werden.

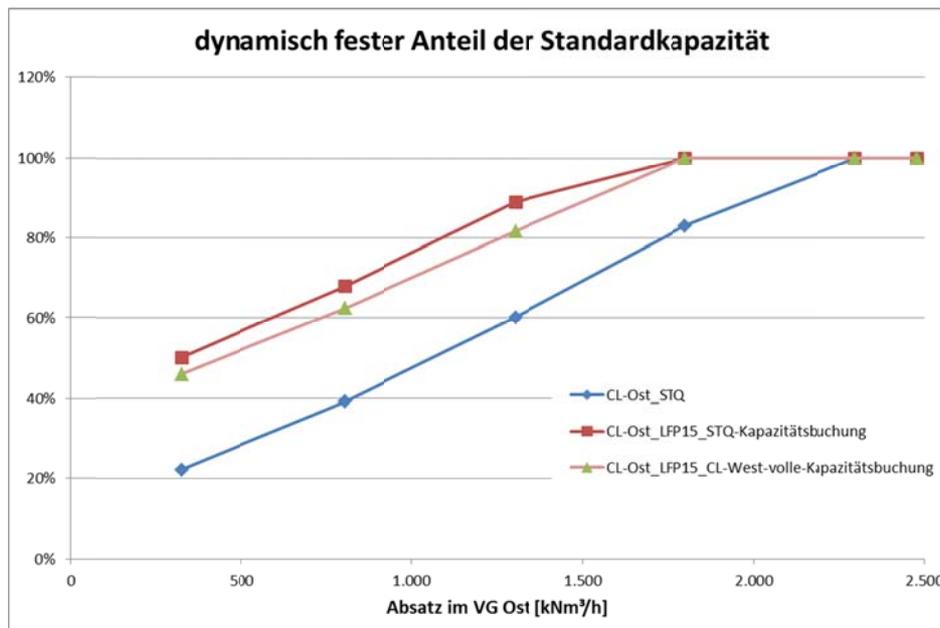
Nur wenn alle drei oben genannten Projekte und die Maßnahmen im Speicher Puchkirchen vollständig umgesetzt sind, können die dargestellten Verbesserungen voll ausgeschöpft werden.

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



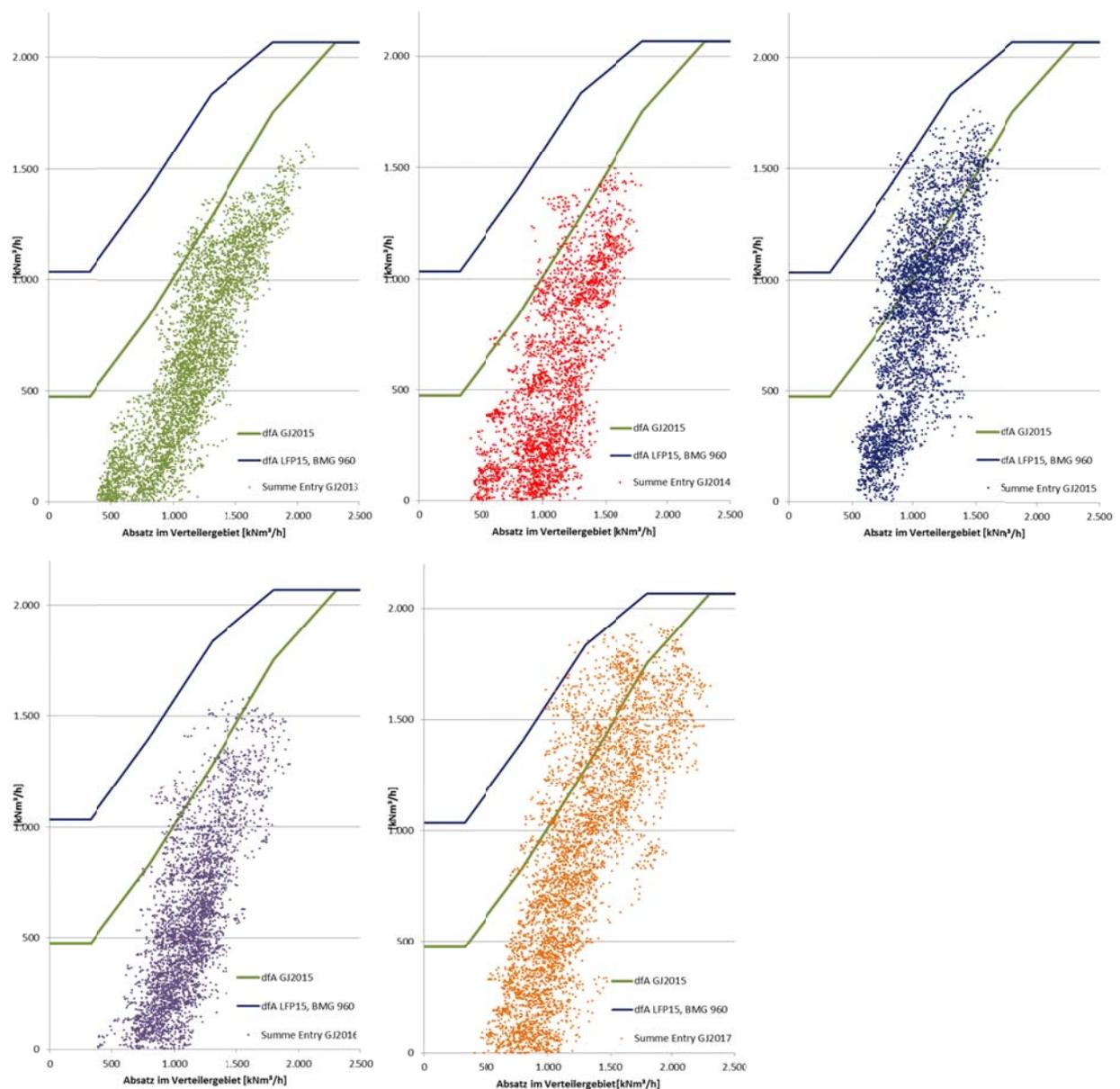
Quelle: AGGM, 2015

In Diagramm 18 ist der Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern in das Verteilerggebiet in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017) in Relation zu 2 Versionen des dynamisch festen Anteils der Standardkapazität (Summe für alle Speicherstandorte ohne Speicher Wien)

dargestellt. Die grüne Kurve ist der dynamisch festen Anteil der Standardkapazität im GY 2015 (dieser ist auch im GY 2017 gültig). Die blaue Linie ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität bei Umsetzung der genehmigten Projekte auf Basis der Kapazitätsbuchung zum 1.6.2016.

Nach Umsetzung der Projekte 2012/3, 2012/3 und 2013/5 hätten sämtliche Entry Speichertransporte im Winter 2014/15 ohne Einschränkung durchgeführt werden können.

Diagramm 18: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017) und der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im STQ und nach Umsetzung der genehmigten Projekte bei der Kapazitätsbuchung zum 1.6.2016



Quelle: AGGM, 2017

In der AGGM Konsultation zur LFP 2015 hat Netz NÖ eine Stellungnahme eingebracht, in der eine Variantenuntersuchung unter Einbindung der Netz NÖ Südwest 2 Leitung mit Reverseflow in Eggendorf angeregt wurde.

Im Zeitraum zwischen Dezember 2015 und Februar 2016 hat Netz NÖ und AGGM im Rahmen eines gemeinsamen Projekts diese Variante näher untersucht und einen Variantenvergleich zur eingereichten Variante auf Basis einer genaueren Betrachtung erstellt.

Als Ergebnis der Studie wurde festgestellt, dass die in der LFP 2015 eingereichte Variante (Umsetzung der Projekte 2012/2, 2012/3 und 2012/5) sowohl hinsichtlich der Investitionskosten, des Realisierungszeitpunktes als auch hinsichtlich des Erweiterungspotentials der Vorzug zu geben ist.

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 (Metallloss 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.

Eine alternative Versorgung der bestehenden Anschlussstellen ist nicht gegeben, weshalb die G00 006 auf der gesamten Länge neu zu verlegen ist.

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

4.9 Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007

Die PVS Leitung G00-007 (DN200, PN25, Errichtung 1942) führt von Aderklaa nach Süßenbrunn. Über diese Leitung werden 4 Ortschaften versorgt, die Gas Produktion einer Sonde abtransportiert und die Wiener Netze GmbH über die Übergabestelle „Alte Straße“ versorgt.

Der Netzbetreiber GCA hat aufgrund der Ergebnisse einer Intensivmessung und einer Geometriemolchmessung festgestellt, dass der Ersatz der G00 007 im Abschnitt UMS Aderklaa bis S1 Autobahn Kreisverkehr erforderlich ist.

Dieser Teil der Leitung (2,6 km) soll im selben Durchmesser und in der heute üblichen Nenndruckstufe von PN 70 ersetzt werden. Zusätzlich ist eine Stichleitung zur Ortsversorgung Aderklaa (0,4 km) zu ersetzen.

Eine alternative Versorgung der bestehenden Anschlussstellen ist nicht gegeben, weshalb die G00 007 auf dem genannten Teilstück neu zu verlegen ist.

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

4.10 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 (weder die Anbindung der Ortsversorgungen an die geplante BACI noch an den geplanten Baumgarten Brezlav Interconnector stellen sowohl räumlich noch zeitlich eine echte Alternative dar) 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.

4.11 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.

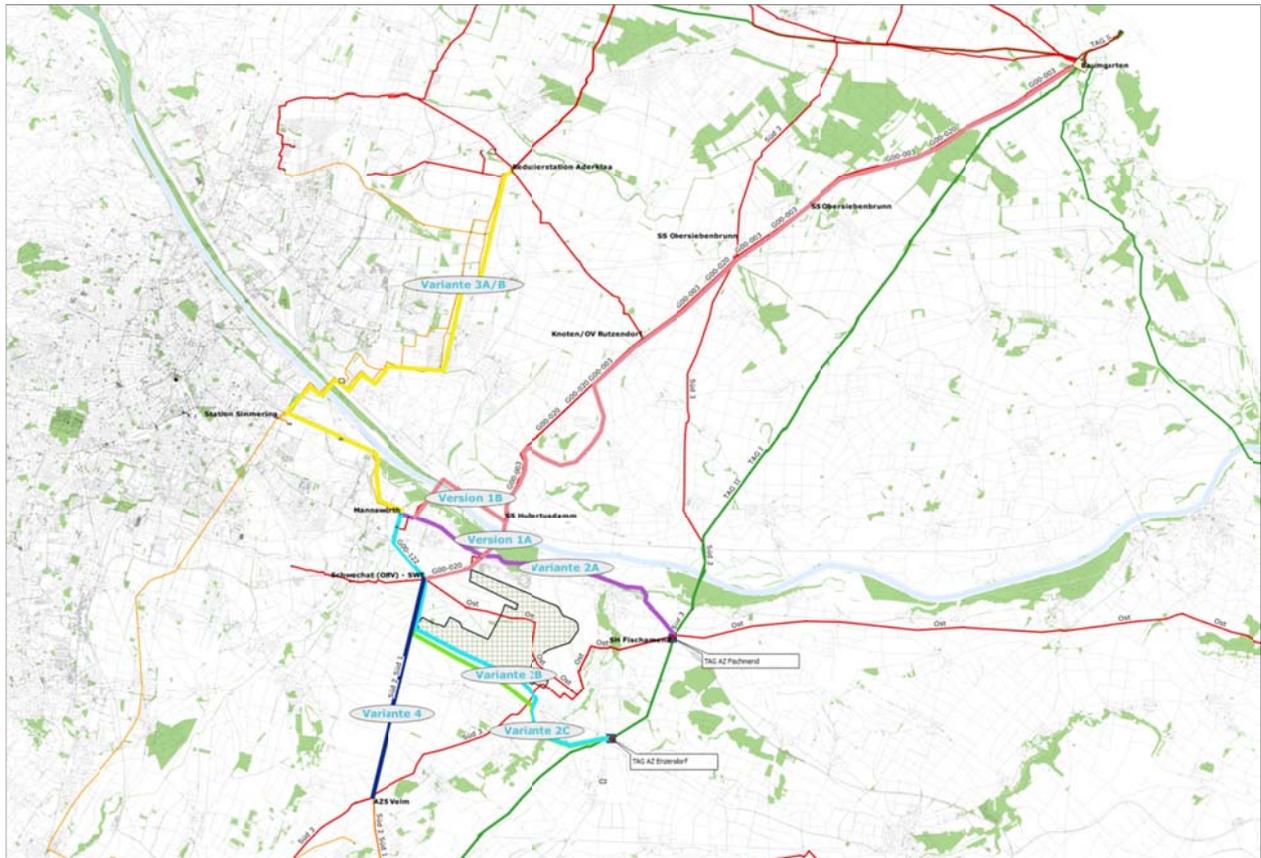
In der LFP 2016 wurden im Projekt 2016/04 die Ersatzinvestitionsprojekte für die G00 003 und die Erneuerung der Leitung G00 020 von Mühlleiten bis Barbarabrücke (Leitung im Nationalpark) eingereicht. Das Projekt 2016/04 umfasste all jene Ersatzinvestitionsprojekte, die mit hoher Dringlichkeit umzusetzen 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.

Abbildung 6: Übersicht über die Planungsvarianten



Quelle: Projektteam, 2016; grafische Darstellung AGGM in NEMESYS

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.

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.

4.12 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.

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

4.13 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 durch diverse vorbeugende bauliche Schutzmaßnahmen gegen Gefahren durch Hochwässer, Muren und Steinschlag kurzfristig zweckmäßiger ist, als die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Errichtung der Hochfilzenleitung. Als weitere Maßnahme plant die Salzburg Netz GmbH das letzte Leitungssegment im Pinzgau (Bruck a. d. Großglocknerstraße bis Saalfelden) in den Sommermonaten (das sind die Monate mit den höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit einer Bedrohung aus Naturgefahren) mit einem Druck von 70 barg zu betreiben. 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.

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

4.14 Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

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.

Der Investantrag basiert auf der Annahme, dass das gesamte Ausblasesystem, das aus einigen über die Anlage verteilten Ausblasestellen besteht auf einen Ausblaseturm reduziert wird. Das neu zu errichtende System soll den derzeit gültigen DIN und API Standards entsprechen.

4.15 Vorschau von Ersatzinvestitionen von Teilen der Pyhrnleitung in Oberösterreich

In den gebirgigen Trassenabschnitten der HDL 038 Krift – Pyhrn erodieren Steilhänge und Wildbachquerungen. Möglicherweise sind die laufenden Sanierungsmaßnahmen mittelfristig nicht ausreichend und es wird die Erneuerung dieser Trassenabschnitte erforderlich. Als frühester Zeitpunkt ist seitens Netz Oberösterreich das Jahr 2023 eingestellt.

Derzeit sind an insgesamt 5 Stellen zwischen Leitungskilometer 33 und 38 verstärkte Erosionen festgestellt worden, es sind dabei ca. 450 m Leitung betroffen. Es gibt überdies eine Anzahl von Bachquerungen, die noch nicht detailliert untersucht wurden.

Derzeit wurde noch kein konkretes Projekt aufgesetzt. Nach einer ersten Schätzung werden die Kosten für die Ersatzinvestitionen und Sicherungsmaßnahmen ca. [REDACTED] [BGG] betragen.

4.16 Alternative Kapazitätsbereitstellung zum eingemeldeten Kapazitätsbedarf Entry Überackern im KNEP 2017

Bei der Kapazitätsbedarfserhebung für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017 wurde am Grenzübergabepunkt Entry Überackern eine zusätzliche Kapazität von rund 250.000 Nm³/h in der Qualität FZK nachgefragt.

Dem Bericht zur Marktnachfrageanalyse bzgl. des in 2017 beginnenden Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten zwischen den Marktgebieten Ost (Österreich) und NetConnect Germany (Deutschland) vom 27.7.2017 ist zu entnehmen, dass die Quelle der in Österreich nachgefragten Kapazität der Speicher Haidach ist. Offensichtlich ist es Ziel dieser Kapazitätsanfrage aus dem Speicher Haidach einen Zugang zum österreichischen VHP zu bekommen.

Für den Fall, dass die Auktion zur Vermarktung der geplanten FZK Kapazität Entry Überackern nicht erfolgreich ist (und die geplanten KNEP Projekte nicht umgesetzt werden können), und

der Kapazitätsnachfrager mit unterbrechbarer Kapazität nicht zufrieden ist, ist eine alternative Bereitstellung der Kapazität zu überlegen um dem Kundenbedürfnis entgegenzukommen.

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. Nach Umsetzung der Projekte 2012/5 (Druckanhebung Oberösterreich), 2012/02 (Reverseflow Auersthal), 2012/02 (Kapazitätsbestellung Baumgarten) im Verteilergbiet steht spätestens im Q3/2018 die gesamte in Überackern nachgefragte Kapazität in der Qualität Standardkapazität zur Verfügung.

4.17 Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung

Die Leitung Netz NÖ West 1 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.

Das erste Teilstück von Auersthal bis Spillern (DN 500) wurde als erstes Segment errichtet. Aufgrund des Leitungsalters ist geplant, dieses Leitungssegment 2020 bis 2021 außer Betrieb zu nehmen. Die derzeit über dieses Leitungssegment versorgten Endkunden, werden nach der Stilllegung über die Netz NÖ West 2 Leitung versorgt.

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).

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.

AGGM und GCA haben vereinbart im kommenden Jahr ein update der Fahrweisen im PVS 2 durchzuführen. Im Zuge dessen, werden die Verschaltungs- und Regelmöglichkeiten der Stationen unter den künftigen Gegebenheiten und deren Versorgungssicherheit analysiert.

4.18 Versorgung Raum Schärding

Derzeit wird der Raum Schärding in Oberösterreich ausschließlich über Deutschland versorgt. Auf Basis einer unverbindlichen höheren Kapazitätsanfrage hat AGGM die Verfügbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Schärding (Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich) erhoben. Nach Angaben der Energienetze Bayern kann die angefragte Kapazität derzeit nicht im vollen Umfang auf fester Basis bereitgestellt werden.

Die Alternative stellt die Anbindung von Schärding an die österreichische Fernleitung Penta West dar. Die Anbindung könnte über eine ca. 12 km lange Hochdruckleitung von einer bestehenden Schieberstation auf der Penta West im Raum Andorf erfolgen.

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.

Die Ausarbeitung eines konkreten technischen Konzeptes ist derzeit in Bearbeitung. Auf Basis dieses Konzeptes erfolgt eine ökonomische und strategische Bewertung und gegebenenfalls eine Projekteinreichung in der nächsten LFP.

5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2017

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 oder auf Basis von erforderlichen Netzausbauten 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 2017 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 11 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus der Langfristigen Planung 2016 weitergeführt werden.

Tabelle 11: Fortführung von bereits genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status	
Weiterführung von genehmigten Projekten					
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung	NA
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	in Umsetzung	NA
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	in Umsetzung	NA
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	in Umsetzung	NA
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2017	in Umsetzung	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

Quelle: AGGM, 2017

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgestellte Projekte und neue Projekte

In der LFP 2017 gibt es drei genehmigte Projekte mit Abänderungen. Zusätzlich wird ein neues Projekte eingereicht.

Tabelle 12: Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

Nr.	Projekt	Projekträger	geplante Fertigstellung	Status	
Genehmigte Projekte mit Abänderungen					
2012/02	Reverseflow Auersthal	GCA	12/2017	in Umsetzung	NA
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	3/2018	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	NA
Neue Projekte					
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	05/2019	eingereicht	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

Quelle: AGGM, 2017

5.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2017

In Tabelle 13 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2017 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 13: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2017

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

Projekte der LFP 2017						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung	Status	Änderung der CAPEX zur LFP 2015	CAPEX [Mio. €] [BGG]
2012/02	Reverseflow Auersthal	GCA	12/2017	in Umsetzung	nein	Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	3/2018	in Umsetzung	nein	
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung	nein	
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfeinsdorf	Netz NÖ	12/2019	in Umsetzung	nein	
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2020	genehmigt	nein	
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	in Umsetzung	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	12/2017	in Umsetzung	nein	
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	05/2019	eingereicht	—	
Summe Projekte mit Status: in Umsetzung u. genehmigt Projekte mit Status: eingereicht						

Quelle: AGGM, 2017

5.5 Risikobewertung der Projekte aus der LFP 2017

Auf Wunsch der ECA wurde erstmals in der LFP 2015 eine qualitative Risikobewertung der Projekte in Form von 4 Risikokategorien hinsichtlich der finanziellen Auswirkungen durchgeführt. In der nachfolgend dargestellten Tabelle sind die 4 Risikokategorien kurz umrissen.

In Tabelle 15 sind die 4 Risikokategorien für jedes LFP Projekt in drei Risikobereiche eingeteilt. Es wurde qualitativ auf Basis der Erfahrungen der Netzbetreiber in „Risiko hoch“, „Risiko mittel“ und „Risiko nieder“ eingeteilt.

Tabelle 14: Risikokategorien

Risikokategorien
<p>HSE Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unfall mit Personen-, Sach-, Umweltschaden • Einbruch auf der Baustelle • Verkehr • Emissionen • Reputation
<p>Technische Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Surface / Subsurface • Infrastruktur & Bestandsanlagen • Qualität (Material, Bau/Inbetriebnahme, Gasqualität) • Neue Technologien • Betrieb (Bedienbarkeit, Wartbarkeit, Verfügbarkeit, etc.)
<p>Wirtschaftliche Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lieferanten, Partner • Vertragsgestaltung, Claim Management • Märkte • Versicherungen • Wirtschaftlichkeit
<p>Projektumfeld</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rechtliche Rahmenbedingungen, Behörden, Servitute • Stakeholder & Politisches Umfeld • Grundstück (Querungen, Kriegsrelikte, BDA, etc.) • Naturereignisse • Andere Projekte

Quelle: Systematik GCA /2015

Tabelle 15: Risikobewertung der Projekte der LFP 2017

Projekte der LFP 2017						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	HSE Risiken	Technische Risiken	Wirtschaftliche Risiken	Projektumfeld
2012/02	Reverseflow Auerthal	GCA				
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA				
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ				
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ				
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA				
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA				
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA				
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA				
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA				
2017/01	Auerthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA				

	Risiko hoch
	Risiko mittel
	Risiko nieder
	nicht spezifiziert

Quelle: Projektträger /2017

Wie in Tabelle 15 ersichtlich werden die Risiken hinsichtlich der finanziellen Auswirkungen bei der Projektumsetzung moderat eingeschätzt. Es ist auch ersichtlich, dass Projekte, die bereits weiter fortgeschritten sind, tendenziell mit einem geringeren Risiko gesehen werden. Projekte, die noch nicht umgesetzt werden, werden tendenziell mit einem höheren Risiko bewertet, da noch keine risikomindernden Maßnahmen ergriffen wurden, möglicherweise Risiken noch gar nicht bekannt sind.

Im Folgenden sind die Risiken für jedes Projekt näher beschrieben, wobei die Beschreibungen vom Projektträger direkt ohne Abänderung übernommen wurden:

	2012/2	2016/01	2016/02	2016/03	2016/04	2016/05	2017/01
	Reverseflow Auersthal	Ersatzinvestition Leitung G00 006	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 003 und G00 020	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	Ersatzinvestition - Errichtung zentrales Ausblasesystem
HSE Risiken	Unfall mit Personen-, Sach-, Umweltschaden Einbruch auf der Baustelle	Risiko immer Vorhanden, wird laufend behandelt Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Risiko immer Vorhanden, wird laufend behandelt Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Risiko immer Vorhanden, wird laufend behandelt Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Risiko immer Vorhanden, wird laufend behandelt Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Risiko immer Vorhanden, wird laufend behandelt Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Risiko immer Vorhanden, wird laufend behandelt Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden
	Verkehr	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Emissionen	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Reputation	Anrainner	Anrainner	Anrainner	Anrainner	Anrainner	Anrainner
Technische Risiken	Surface / Subsurface Infrastruktur & Bestandsanlagen: Aufgrund der Platzverhältnisse ist eine Evaluierung der Untergrundes auf Bestandsleitungen und diverse Einbauten erforderlich	Kein Risiko Kein Risiko	Kein Risiko Kein Risiko	Kein Risiko Kein Risiko	Kein Risiko Kein Risiko	Kontaminiertes Erdreich Bestandsleitungen und diverse Einbauten im Untergrund	Kein Risiko Geringes Risiko aufgrund Arbeiten im Bestand
	Qualität (Material, Bau/Inbetriebnahme, Gasqualität)	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Neue Technologien:	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Betrieb (Bedienbarkeit, Wartbarkeit, Verfügbarkeit, etc.)	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt
Wirtschaftliche Risiken	Lieferanten, Partner	Geringes Risiko Long Lead Items	Geringes Risiko Long Lead Items	Geringes Risiko Long Lead Items			
	Vertragsgestaltung	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Markte	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Versicherungen	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Wirtschaftlichkeit	Kein Risiko, Umsetzungphase	Kein Risiko, Umsetzungphase	Geringes Risiko, Umsetzungphase für ersten Abschnitt	Kein Risiko, Umsetzungphase	Kein Risiko, Umsetzungphase	Mittleres Risiko, noch in Planungsphase
Rechtliche Rahmenbedingungen, Behörden, Servitute	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	geringes Risiko, da Umtrassierungen erforderlich	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
Stakeholder & Politisches Umfeld	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich, Nationalpark Donauauen, MA49, MA22, MA58, MA31 und MA45	Kein Risiko	Geringes Risiko - Abstimmung EP-AUT
Projektumfeld	Kein Risiko, da die geplante Modifikation in der Station erfolgt	Kein Risiko Bestandstrasse	Kein Risiko Bestandstrasse	geringes Risiko, da Umtrassierungen erforderlich	geringes Risiko da Bestandstrasse	Kein Risiko, da die geplante Modifikation in der Station erfolgt	Kein Risiko, da die geplante Modifikation in der Station erfolgt
Naturevents	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen
Andere Projekte	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

HSE Risiken – Risiko: nieder

Unfall mit Personen-, Sach- und Umweltschaden sind möglich.

Technische Risiken – Risiko: mittel

Erst nach der abschließenden Bewertung der intelligenten Molchungen kann die Integrität der HDL 017 und HDL 017/3 bestätigt werden. Sanierungen von Leitungsteilen können zu einer Verzögerung führen (Maßnahmen Nr.: 12 und 13);

Wirtschaftliche Risiken – Risiko: mittel

Zusätzliche Auflagen im Zuge der Genehmigungsverfahren durch den Sachverständigen.

Projektumfeld – Risiko: gering

Projekt 2014/1: Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation
Wilfleinsdorf

HSE Risiken - Risiko mittel:

Das Risiko hinsichtlich Health, Safety & Environment kann nie ganz ausgeschlossen werden. Durch Abstimmungen mit der Behörde und dem abschnittswisen Einsatz von grabenlosen Verfahren wird jedoch versucht die Eingriffe möglichst klein zu halten.

Technische Risiken – Risiko mittel:

Die Trasse wurde parzellengenau festgelegt und geologische Bodenerkundungen und Schürfe durchgeführt. Die rd. 13 km lange Trasse führt auch durch naturschutzrechtlich sensibles Gebiet sowie in Bereichen mit nahe angrenzender Infrastruktur (Drainagefelder) wo keine lokalen Ausweichmöglichkeiten bestehen, daher wurde neben konventioneller Pipelinebauweise auch eine abschnittsweise grabenlose Verlegeart gewählt (ca. 50%). Aufgrund der Erfahrungen von Netz NÖ und den Erhebungen der Baugrundgegebenheiten wird das Risiko für das Gelingen dieser Bohrungen als mittel eingestuft.

Wirtschaftliche Risiken – Risiko mittel:

Gestiegene Stahlpreise und hohe Auslastung der Baubranche verbunden mit eingeschränktem Wettbewerb für die geplanten Spülbohrungen führen zu einer mittelhohen wirtschaftlichen Risikoeinstufung.

Projektumfeld – Risiko mittel:

Alle Behördenauflagen sind in den sensiblen Gebieten nur mittels der gewählten grabenlose Verlegung einzuhalten. 1/3 der Trasse werden als Archäologische Verdachtsflächen seitens des Bundesdenkmalamtes ausgewiesen, das Risiko Kriegsrelikte entlang der Trasse aufzufinden besteht ebenfalls – zusammengefasst ergibt dies ein mittleres Risiko hinsichtlich Projektumfeld.

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2018

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 16: Kapazitätsausweis 2018

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Kapazitätsausweis 2018 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				13.814.890	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-SPPUCK-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				21.932.513	15.086.635	
Produktion						
virt. Summe	GCA	OMV	25W-PRODN0-OMV-5			
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-PRODFAI-RAG			
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	RAG	25W-PROD00-RAG-1			
virt. Summe	Salzburg Netz	RAG	25W-PRODSBG-RAGE			
virt. Summe	Netz Niederösterreich	RAG	25W-PRODN0-RAG-9			
Summe				1.683.131		
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				29.315		
Grenzübergabepunkt						
Laa	Netz Niederösterreich		272G-LAA-CZ-AT-F	242.950	-	
Freilassing	Salzburg Netz		212000000000260T	260.000	-	
Summe				502.950		

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Kapazitätsausweis 2018 für das Marktgebiet Tirol					ausweisbare Kapazität 2018	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare nominale Standardkapazität				1.348.341	840.959	
Biogas				Betriebs- und Geschäftsgeheimnis		
Schlitters	TGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-SCHLIT-A			
Strass	TGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-STRASS-Y			
Summe				1.345		
Grenzübergabepunkt						
Pfronten	EVA		21200000000263N	nicht buchbar	nicht buchbar	
Kiefersfelden	TGAS		212000000000038U	nicht buchbar	nicht buchbar	
Gries am Brenner	TGAS		noch nicht vergeben	nicht buchbar	voraussichtlich ab 10/2017 verfügbar	

Kapazitätsausweis 2018 für das Marktgebiet Vorarlberg					ausweisbare Kapazität 2018	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare nominale Standardkapazität				825.136	501.753	
Biogas				Betriebs- und Geschäftsgeheimnis		
Lustenau	VEN	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-LUSTEN-G			
Frastanz	VEN	Biogasanlagenbetreiber	Biogas 11er			
Summe				6.200		
Grenzübergabepunkt						
Lindau	VNE		212000000000252S	nicht buchbar	nicht buchbar	
Höchst	VNE		132000000000102X	nur Notversorgung	nur Notversorgung	
Bangs	VNE		132000000000103V	nur Notversorgung	nur Notversorgung	
Rugell	VNE		132000000000101Z	nicht buchbar	501.847	
Summe					501.847	

Quelle: AGGM, 2017

Im Marktgebiet Ost wird für Biogasanlagen eine Entry Standardkapazität von 29.315 kWh/h ausgewiesen (siehe Tabelle 16). Für Produktionsanlagen wird eine Entry Standardkapazität von 1.683.131 kWh/h ausgewiesen. Für Erdgasspeicher werden eine Entry Standardkapazität von 21.932.513 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 13.814890 kWh/h und Exit Standardkapazität 5.915.500 kWh/h.

Durch den Wegfall des Speichers Thann reduziert sich das „hydraulische Exit Potential“ für den Cluster West um ca. 53.000 Nm³/h, da der Speicher Thann hydraulisch besser gelegen war als die Speicher Puchkirchen, Friedburg/Aiglsbrunn/Haidach und der Speicher 7 Fields. Durch den Wegfall des Speicher Thann erhöht sich die frei verfügbare nominale Exit Standardkapazität.

Die Werte für das „hydraulische Exit Potential“ haben sich im Vergleich zum Kapazitätsausweis 2017 marginal verändert. Gründe dafür sind der leicht veränderte Brennwert und Kapazitätsanpassungen im Rahmen der Jahresbestellung im gesetzlich zulässigen Ausmaß.

Im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg steht sowohl Entry als auch Exit Standardkapazität zur Verfügung. Siehe dazu Tabelle 16.

Die TIGAS führt derzeit eine Erweiterung des Netzes Richtung Gries am Brenner durch, um eine Inselversorgung am Brenner auf Südtiroler Seite durchführen zu können. Dazu wird an der Grenze ein Grenzübergabepunkt eingerichtet und eine Übergabemessstation gebaut. Es ist geplant, dass die Bauarbeiten im Herbst 2017 abgeschlossen sein werden. Die ausweisbare Kapazität am Grenzübergabepunkt Gries am Brenner beträgt 3.384 kWh/h, die ab Fertigstellung der Bauarbeiten gebucht werden können.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2017 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2018 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2018 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 2017

Am 05.09.2017 wurde die Langfristige Planung 2017 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days vorgestellt.

Der Bericht der Langfristigen Planung 2017, Ausgabe 1 vom 05.09.2017 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 06.09.2017 bis 03.10.2017 statt.

Ein Marktteilnehmer hat eine Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2017 abgegeben. Die Stellungnahme ist im Anhang 5 dem Bericht beigefügt.

Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days hat der Netzbetreiber Gas Connect Austria GmbH für das Projekt 2012/3 eine frühzeitige Fertigstellung präsentiert.

Im Folgenden erfolgt eine Würdigung der Stellungnahme.

7.1 Stellungnahme der Salzburg Netz GmbH

AGGM begrüßt die von Salzburg Netz GmbH getroffenen Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Die Auswahl der derzeitigen Maßnahmen wurde auf Basis einer Studie der Salzburg Netz GmbH getroffen. Für den Fall, dass sich wesentliche Planungsgrundlagen geändert haben ist eine Neubewertung zweckmäßig. Aus derzeitiger Sicht der AGGM haben sich die Planungsgrundlagen nicht wesentlich geändert.

7.2 Ankündigung der Gas Connect Austria GmbH für das Projekt 2012/3

Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days hat der Netzbetreiber Gas Connect Austria GmbH für das Projekt 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ eine frühzeitige Fertigstellung präsentiert. Das Projekt wird demnach im Q1/2018 fertiggestellt. Die LFP 2017 wird dahingehend angepasst.

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 2017 sowie die Gas Regional Investment Plans Central-East Europe und Southern Corridor 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 2017 wurden mit den Marktteilnehmern am Austrian Gas Infrastructure Development Day am 5.9.2017 diskutiert.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen wird auch in der LFP 2017 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

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

AGGM hat gemeinsam mit den Netzbetreibern GCA, Netz NÖ, Wiener Netze und TAG GmbH Alternativen für die im letzten Jahr eingebrachte Ersatzinvestition für die Leitung G00-020 im Projekt Versorgung Raum Schwechat 2020+ geprüft. Gemeinsam konnte ein gutes Ergebnis erzielt werden. Mit Ersatzinvestitionen von ca. 1 Mio. EUR kann das bestehende Leitungsnetz jedenfalls bis ins Jahr 2024 erhalten werden. Zu diesem Zeitpunkt ist dann bereits absehbar, ob ein erhöhter Zusatzbedarf für Wien gegeben ist oder nicht. In Abhängigkeit davon kann dann eine der ausgearbeiteten Varianten umgesetzt werden.

Der Endbericht zum Projekt „Versorgung Raum Schwechat 2020+ „ wurde am 07.07.2017 der E-Control Austria übermittelt. Aus Sicht der AGGM ist damit die Auflage aus dem Bescheid vom 23.9.2016 zur Langfristigen Planung 2016 erfüllt.

Um die Qualität der Standardkapazität für das Ausspeichern zu verbessern wird an der Umsetzung der Projekte 2012/2 „Reverseflow Auerthal“, 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2015/5 „Druckanhebung Oberösterreich“ festgehalten. Auch der Speicherbetreiber RAG setzt das erforderliche Projekt zur Druckerhöhung um. Aus derzeitiger Sicht kann mit der Fertigstellung der Projekte im Q1 2018 gerechnet werden.

Weiterhin besteht eine angespannte Drucksituation bei hohen Absätzen in der Übergabestation Wilfleinsdorf. In der Langfristigen Planung 2017 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 Gasflussteuerung, aufgrund des erforderlichen Ausgleichs der tagesbilanzierenden Endkunden ist.

Im Herbst 2017 wird in Gries am Brenner ein neuer Grenzübergabepunkt fertiggestellt. Von Tirol aus wird eine kleine Inselversorgung in Südtirol hergestellt. Es kann eine Kapazität von 300 Nm³/h ausgewiesen werden.

Durch unverbindlich angefragte Kapazitätsbedarfe im Raum Schärding wird derzeit die Option geprüft Schärding von der Penta West aus zu versorgen. Die Kapazität in der Höhe von ca. 5.000 Nm³/h kann derzeit von der Penta West bereitgestellt werden. Das Projekt ist derzeit noch in Prüfung weshalb kein Projekt eingereicht worden ist.

Durch die zunehmend vernetzte Betrachtung der Langfristigen Planung mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan, können innovativere Lösungen gefunden werden. In den Koordinierten Netzentwicklungsplan wurde ein Kapazitätsbedarf eingebracht, um Gas vom Speicher Haidach zum österreichischen virtuellen Handelspunkt zu bringen. Für den Fall, dass der Kundenwunsch auf der Fernleitung nicht befriedigt werden kann, ist es möglich den Speicher Haidach, wie im Jahr 2014 geplant, an das Verteilergebiet anzubinden.

Die zusätzlich erforderliche gesicherte Kapazität für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wird wie letztes Jahr beschafft, indem unterbrechbare Kapazität mit Lastflusszusagen abgesichert wird.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der Langfristigen Planung 2017 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
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
Nm ³ /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
OGSA	OMV Gas Storage Austria GmbH
PN	Normdruck
PVS	Primärverteilsystem (PVS1 = Fernleitung, PVS2 = Verteilergiebtsleitungen)
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 Verteilergiebtsmaximum
WAG	West Austria Gasleitung
WES	Wien Energie Speicher

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In der LFP 2017 berücksichtigte Kraftwerksleistung	20
Tabelle 2:	Speicheranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.5.2017	34
Tabelle 3:	Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2017	36
Tabelle 4:	Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2017	37
Tabelle 5:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016	38
Tabelle 6:	Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2018 bis 2027 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.....	41
Tabelle 7:	Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost.....	42
Tabelle 8:	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung.....	46
Tabelle 9:	Kapazitätsbuchung Exit Lindau für das Gasjahr 2018	51
Tabelle 10:	Höhe der Entry Nominierungen und Einschränkungen gebrochen nach Clustern im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015	53
Tabelle 11:	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	71
Tabelle 12:	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge	72
Tabelle 13:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2017	73
Tabelle 14:	Risikokategorien	75
Tabelle 15:	Risikobewertung der Projekte der LFP 2017	76
Tabelle 16:	Kapazitätsausweis 2018.....	79

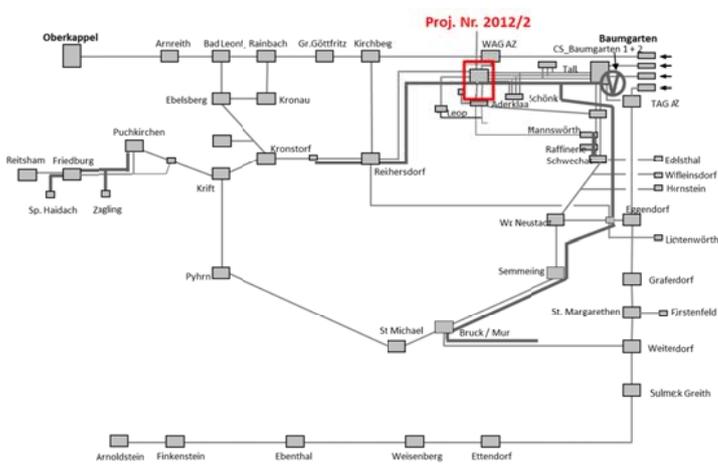
Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Absatzszenarien	24
Abbildung 2:	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	45
Abbildung 3:	Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	49
Abbildung 4:	Entry Speicher, Engpass im Verteilergebiet	52
Abbildung 5:	Entry Speicher, Engpass Verteilergebiet → Fernleitung	53
Abbildung 6:	Übersicht über die Planungsvarianten	65
Abbildung 7:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2017	74

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017.....	21
Diagramm 2:	Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017.....	22
Diagramm 3:	Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017.....	23
Diagramm 4:	Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2017.....	23
Diagramm 5:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost.....	26
Diagramm 6:	Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost.....	28
Diagramm 7:	Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost.....	28
Diagramm 8:	Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	29
Diagramm 9:	Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	29
Diagramm 10:	Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost	30
Diagramm 11:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg	31
Diagramm 12:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol	32
Diagramm 13:	Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilergebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz	54
Diagramm 14:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017)	56
Diagramm 15:	Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilergebiet in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017)	57
Diagramm 16:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte	60
Diagramm 17:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte	60
Diagramm 18:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2017 (bis 1.8.2017) und der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im STQ und nach Umsetzung der genehmigten Projekte bei der Kapazitätsbuchung zum 1.6.2016.....	61

Anhang 1

Projektnummer:	2012 / 02		
Projektname:	Reverseflow Auersthal		
Ausgabe:	8	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	<p>Ziel des Projektes ist die Beseitigung des Kapazitätsengpasses im Verteilernetz für Entry Speichertransporte im hydraulischen Cluster West um an den Entrypunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe Qualität der Standardkapazität ausweisen zu können.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>In der Station Auersthal muss die Übergabestation zur Netz Niederösterreich West 4 Leitung bidirektional betreibbar sein. Dazu ist es erforderlich, dass die Übergabestation ausgekreuzt wird. Die Wahl der Mode Fahrweise für die Flussrichtung muss fernwirksam erfolgen können. Voraussichtlich wird es erforderlich sein das Stationsgelände zu erweitern.</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Entsprechend der Erreichung der Ziele gemäß § 22 (1) Z1 lit c ist es erforderlich dieses Projekt umzusetzen.</p>		
Technische Daten:	<p>Die Übergabestation ist bidirektional auszuführen.</p> <p>Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert.</p>		

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: ca. [REDACTED] [BGG]

Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2015

Ausbauschwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von V1.0 (LFP12 V1.0) auf V2.0 (LFP12 V3.0): ökonomische Daten, öffentliches Interesse

Von V2.0 (LFP12 V3.0) auf V3.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Projektstatus, Ökonomische Daten

Von V3.0 (LFP13 V1.0) auf A4 (LFP14 A1): Projektziel; Fertigstellung

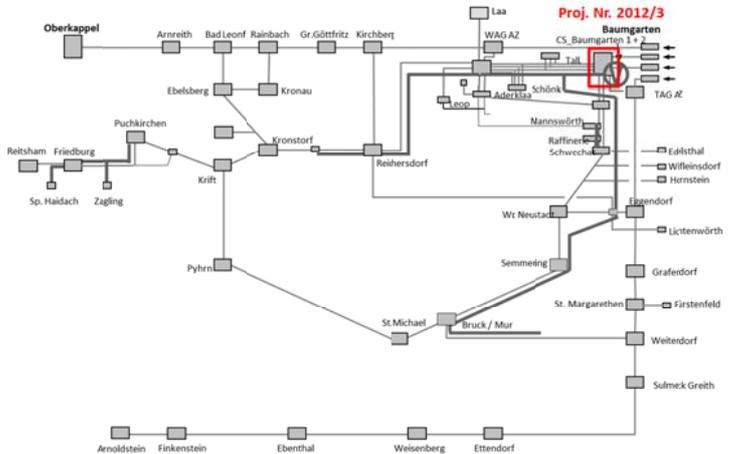
Von A4 (LFP14 A1) auf A5 (LFP14 A2): Fertigstellung

Von A5 (LFP14 A2) auf A6 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, Fertigstellung, Projektbeschreibung, Besonders zu beachten, öffentliches Interesse, Ökonomische Daten

Von A6 (LFP15 A1) auf A7 (LFP16 A1): Projektstatus

Von A7 (LFP16 A1) auf A8 (LFP17 A1): Fertigstellung

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.7 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 03		
Projektname:	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten		
Ausgabe:	9	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	06.09.2017	Geplante Fertigstellung	3/2018
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:	In der Station Baumgarten sind entsprechende Maßnahmen zu treffen, damit ein zusätzlicher physischer Gasfluss aus dem PVS2 in das PVS1 ermöglicht wird.		
			
Besonders zu beachten:	Die zu adaptierenden Anlagenteile befinden sich im Fernleitungsnetz. Dieses Projekt ist kein Umsetzungsprojekt im Verteilernetz. 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		
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 (LFP14 A1): Fertigstellung

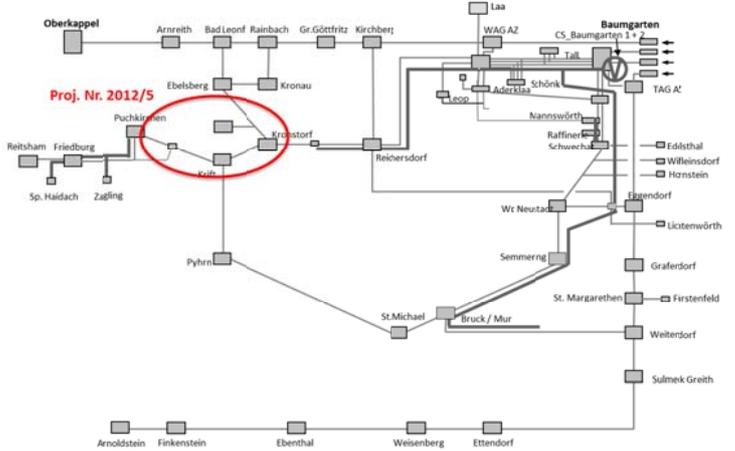
Von A5 (LFP14 A1) auf A6 (LFP14 A2): Fertigstellung

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

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.7 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 05		
Projektname:	Druckanhebung Oberösterreich		
Ausgabe:	7	Projektträger:	Netz Oberösterreich
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	4/2016
Datum:	21.07.2016	Geplante Fertigstellung	11/2018
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:	Um die Anhebung des zulässigen Druckes auf 70 barg sicherstellen zu können, sind folgende Adaptionen in Ebene 1 Stationen durchzuführen: Es müssen 13 Druckregelanlagen umgebaut werden. Die Maßnahmen umfassen die Ertüchtigung der Vorwärmeleistung und die zusätzliche Adaptierung mit Druckabsicherungseinrichtungen. 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)		
			
	Die Arbeiten werden in 2 Ausbausritten durchgeführt: <ul style="list-style-type: none"> • Ausbausschritt 1: Es werden alle Maßnahmen durchgeführt, damit das Netz aus sicherheitstechnischer Sicht mit 70 barg betreiben werden kann. Es ist geplant, diesen Projektteil bis 10/2017 umzusetzen. • Ausbausschritt 2: Finalisierung der Adaptierungen der Vorwärmeleistungen. Es ist geplant, diesen Projektteil bis 11/2018 umzusetzen. 		
Besonders zu beachten:	Die Umsetzung des Projekts 2012/05 setzt voraus, dass seitens des Speicherbetreibers RAG eine verbindliche Zusage vorliegt, den erforderlichen Ausbau seiner Speicheranlagen vorzunehmen damit bis zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Projektes 2012/05 Ausbausschritt 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 Handlungspunkt 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: ca. [REDACTED] [BGG] (Kosten ausschließlich für Anlagenteile der Ebene 1 Verteilerleitung)

Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2015

Ausbauschwelle: keine

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 (LFP14 A1): Fertigstellung

Von A3 (LFP14 A1) auf A4 (LFP14 A2): Fertigstellung

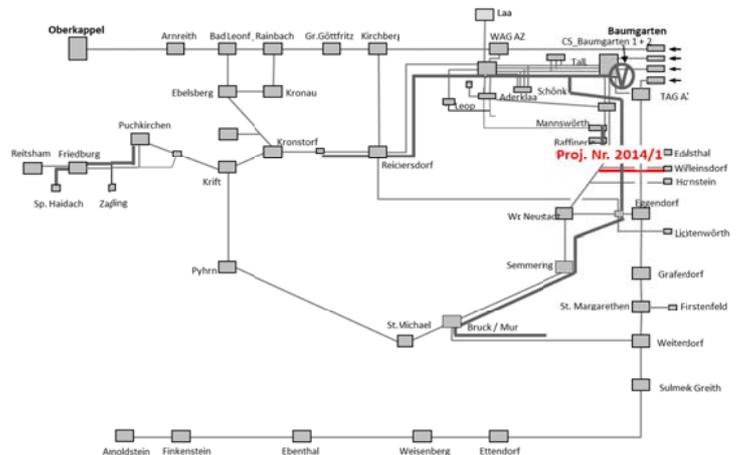
Von A4 (LFP14 A2) auf A5 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, Fertigstellung, Projektziel, Projektbeschreibung, besonders zu beachten, ökonomische Daten

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

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.7 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2014 / 01		
Projektname:	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf		
Ausgabe:	4	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	12/2014
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	12/2019
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 Sommer 2018 geplant.</p> <p>Bauabschnitt 2:</p> <p>Adaption der Übergabestation Wilfleinsdorf. Die Übergabestation ist gemäß den angeführten technischen Daten zu adaptieren. Die Fertigstellung des 2. Bauabschnittes ist mit Dezember 2018 geplant.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Öffentliches Interesse:</p> <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 Strom und Wärme zu gewährleisten.</p> <p>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.</p>		



Technische Daten:

Bauabschnitt 1: Leitung

Durchmesser: DN 250

Länge: 12,8 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: ca. [REDACTED] [BGG]

Kostenschätzung durch Netzbetreiber ohne Erschwernisse (zB. erhöhter Grundwasserstand, Bauzeiteinschränkungen udgl.), Kostenbasis 2014

Ausbauschwelle: keine

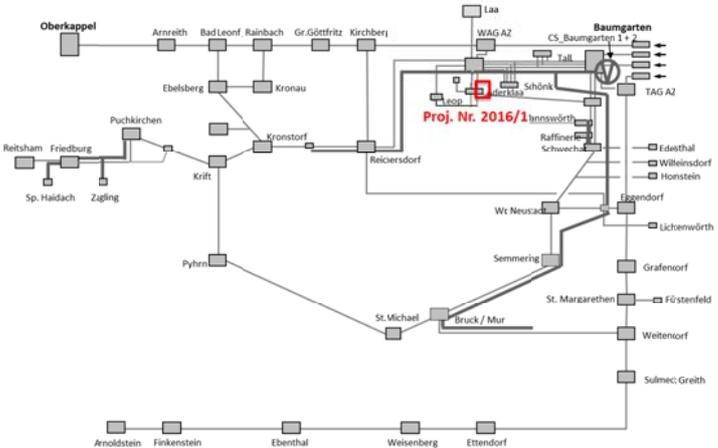
Änderung zur letzten Ausgabe:

Von A1 (LFP2014 A1) auf A2 (LFP14 A2): ökonomische Daten

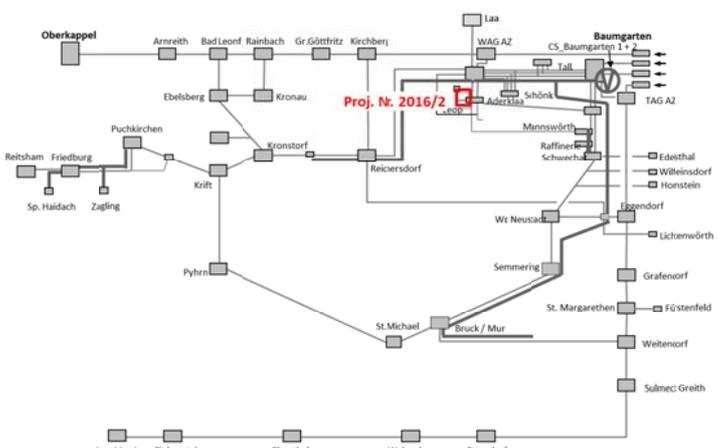
Von A2 (LFP14 A2) auf A3 (LFP16 A1): Projektstatus

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

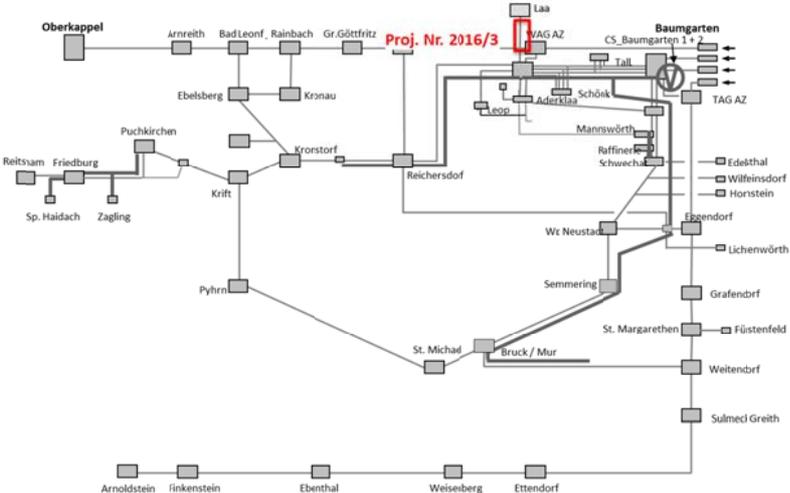
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.3 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 01		
Projektname:	Ersatzinvestition Leitung G00 006		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	1/2019
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	10/2020
Projektziel:	Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 006 (DN 200, PN64) durch eine neue Leitung in der selben Dimension, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.		
Projektbeschreibung:	<p>Es ist eine Leitung von der Übergabestation Aderklaa bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram zu errichten, wobei die bestehenden Anschlusspunkte in der bestehenden Dimensionierung wieder hergestellt werden.</p> 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Gasleitung: Länge: 4,2km Durchmesser: DN 200 Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: ca. [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstart, Fertigstellung, Projektstatus</p>		

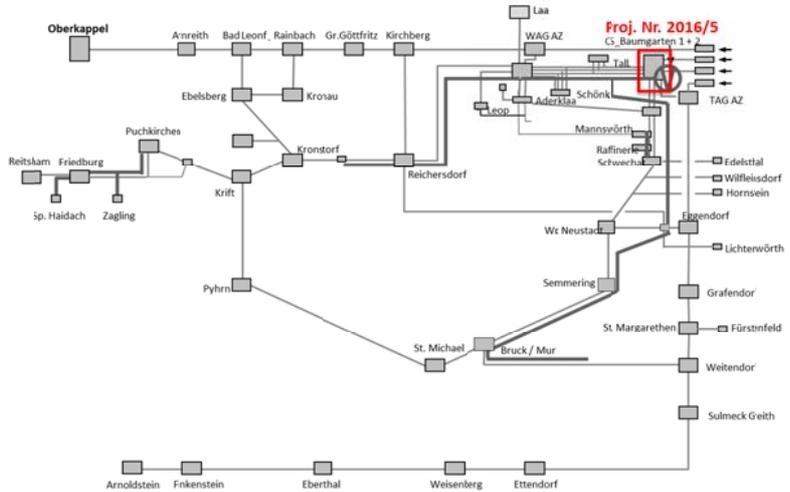
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.8 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 02		
Projektname:	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	11/2016
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	Teilweiser Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 007, welche von Aderklaa bis zur Übergabestelle Süßenbrunn führt (DN 200, 6,4 km, PN25), durch eine neue Leitung im selben Durchmesser, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.		
Projektbeschreibung:	Der Abschnitt ÜMS Aderklaa bis S1 Autobahn ist durch eine neue Leitung zu ersetzen, wobei die bestehenden Anschlusspunkte in der bestehenden Dimensionierung wieder hergestellt werden. Weiters wird eine Stichleitung hin zur Ortsversorgung Aderklaa teilweise in DN100 erneuert		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Gasleitung: Länge: 2,6 km; Durchmesser: DN 200; Nenndruck: PN 70 Gasleitung (Stichleitung): Länge: 0,4 km; Durchmesser: DN 100; Nenndruck: PN 70		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ca. ██████████ [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine		
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstatus		

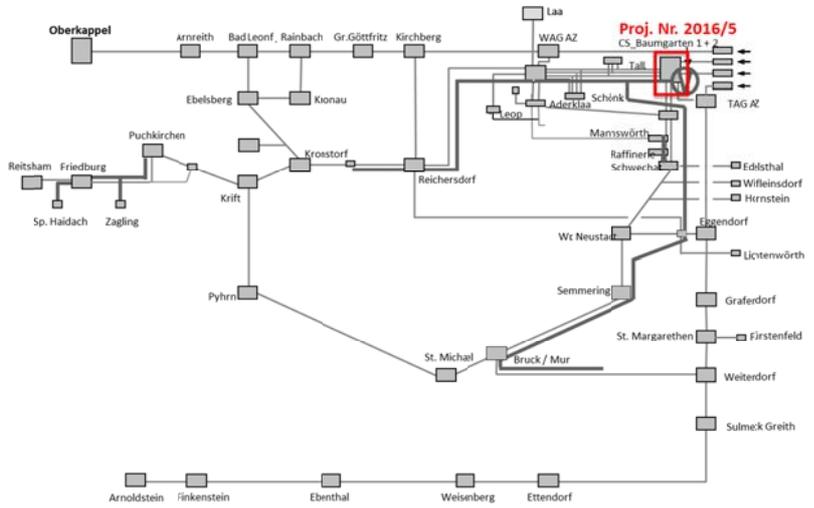
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.9 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 03		
Projektname:	Ersatzinvestition der Leitung G00 011		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	3/2020
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. Die bis dato von der G00 011 versorgten Gebiete werden auch weiterhin angebunden.</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Gasleitung: Länge: 51 km Durchmesser: DN 300 Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: ca. [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstatus</p>		

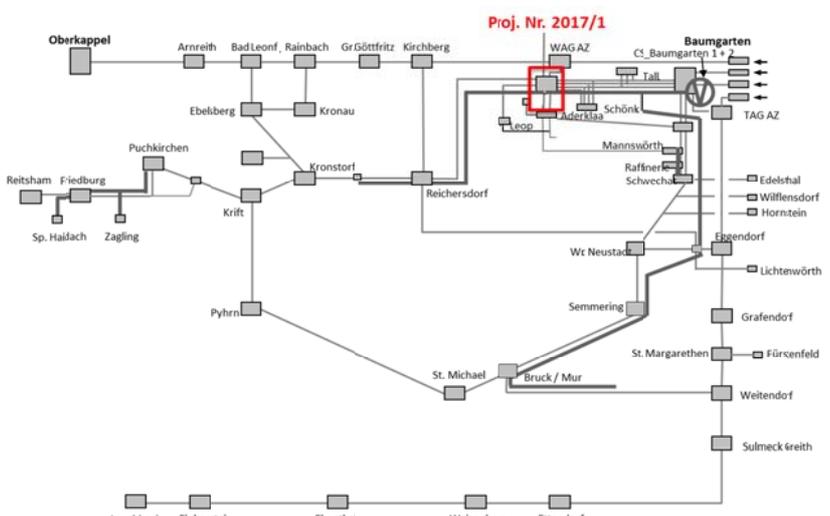
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.10 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 04		
Projektname:	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	7/2016
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	Aufrechterhaltung des Betriebes der G00 003 zwischen Rutzendorf und Mannswörth und der G00 020 zwischen Mühlleiten und Hubertusdamm (Barbarabrücke).		
Projektbeschreibung:	<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. 		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>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</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: ca. [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstatus</p>		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.11 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 05		
Projektname:	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	07/2016
Datum:	01.08.2018	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	Effizienter Schutz aller gastechnischen Einrichtungen (insbesondere Messungen, Regelungen und Verdichteranlagen) vor möglichen Verunreinigungen im Gas.		
Projektbeschreibung:	<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>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Siehe Projektbeschreibung		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ca. [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2015 Ausbauschwelle: keine		
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstatus		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.12 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2017 / 01		
Projektname:	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	01.01.2017
Datum:	01.08.2017	Geplante Fertigstellung	31.05.2019
Projektziel:	Trennung des von OMV E&P genutzten Ausblasesystem in der KS Auersthal		
Projektbeschreibung:	<p>Das Ausblasesystem in der Kompressor Station Auersthal wird von OMV E&P betrieben und von Gas Connect Austria GmbH mit genutzt. Im Rahmen des Projektes wird die Trennung der beiden Systeme voneinander durchgeführt und somit ein von OMV E&P unabhängiger Betrieb erwirkt.</p> <p>Das derzeit bestehende dezentrale Ausblasesystem, das aus örtlichen Ausbläsern besteht, und sich über die Anlage verteilt, wird auf einen zentralen Ausblaseturm reduziert. Dieser Ausblaseturm wird den derzeit gültigen DIN und API Standards entsprechen und als Bedarfsausbläser ausgeführt. Durch die Umbauarbeiten des Systems wird das Ausblasen sicherer, es werden weniger Schalldämpfer benötigt und der Aufwand für die Wartung wird reduziert.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Die Auslegung der Ausblaseleitung sowohl in Durchmesser, als auch Höhe des Ausblasepunktes über Grund, erfolgt auf die größte Menge die im Bedarfsfall ausgeblasen werden soll. Dies betrifft die Drucklosmachung der Leitung G00-036</p> <p>Weitere Bereiche die eingebunden werden:</p> <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: ca. [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2017
Ausbauschwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

keine

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.14 des Berichtes dargestellt

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		
			Leoben	STW Leoben	25W-BIO-LEOB---W	BIO-LEOB-GSG	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	
				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 Verteilergebiet gerechnet. Folgende Absätze wurden zugrunde gelegt.

	Absatz im Verteilergebiet Ost		Absatz im Verteilergebiet Tirol		Absatz im Verteilergebiet 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	124.080	5.000	56.400
	800.000	9.040.000	20.000	225.600	10.000	112.800
	130.000	1.469.000	40.000	451.200	20.000	225.600
	1.800.000	20.340.000	60.000	676.800	30.000	338.400
	2.300.000	25.990.000	80.000	902.400	40.000	451.200
			100.000	1.128.000	50.000	564.000
					60.000	676.800
					70.000	789.600
maximaler Absatz	2.380.000	26.894.000	119.653	1.349.686	73.732	831.693

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

2.2 Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilergebiet

Die im Kapazitätsausweis 2018 zugrunde gelegten Kapazitäten an den Netzkoppelungspunkten Fernleitung <->Verteilergebiet sind im Kapitel 2.2.2.1 der Langfristigen Planung 2017 aufgelistet.

2.3 Gastemperatur

Die Gastemperatur wird für den Kapazitätsausweis mit 10° C angesetzt

2.4 Gaszusammensetzung

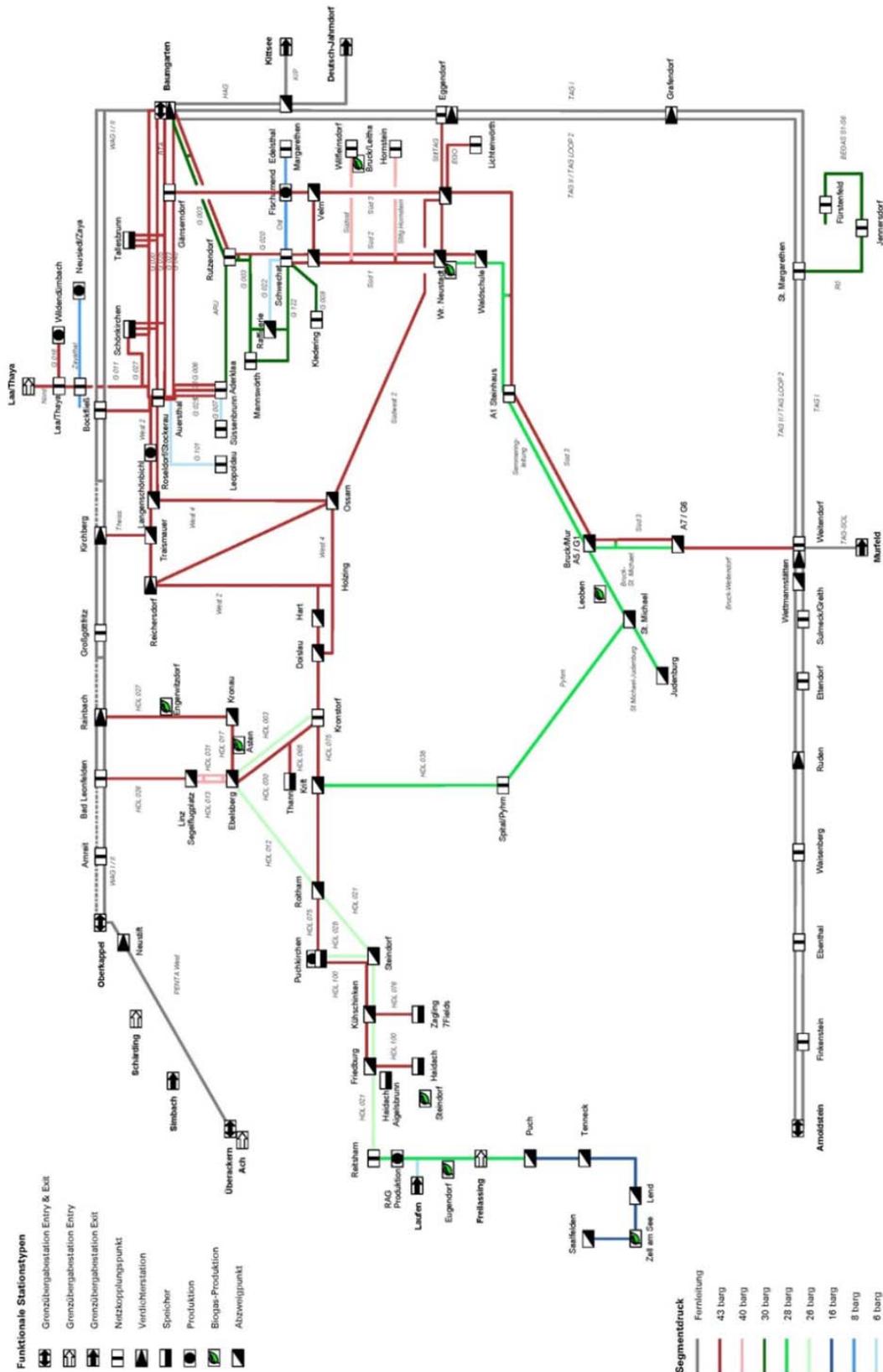
Bei den hydraulischen Simulationen wurde folgende Gaszusammensetzung angenommen.

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

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

3 Prüfkriterien

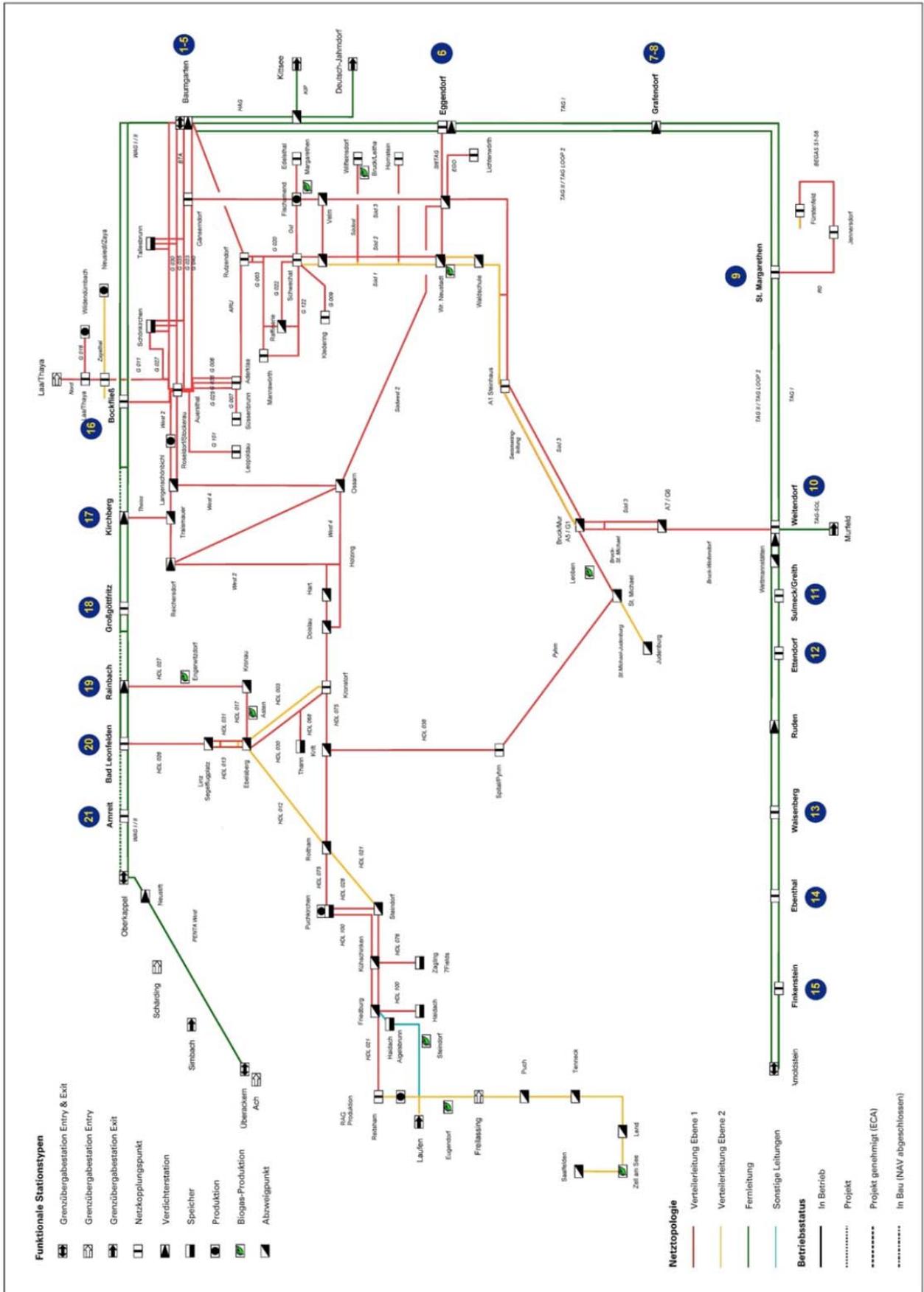
Die in der folgenden Grafik dargestellten Segmentdrücke je Leitungssegment wurden als Prüfkriterien herangezogen. Der Druck in einem Leitungssegment darf bei einem gültigen Simulationslauf nicht unter dem Segmentdruck liegen.

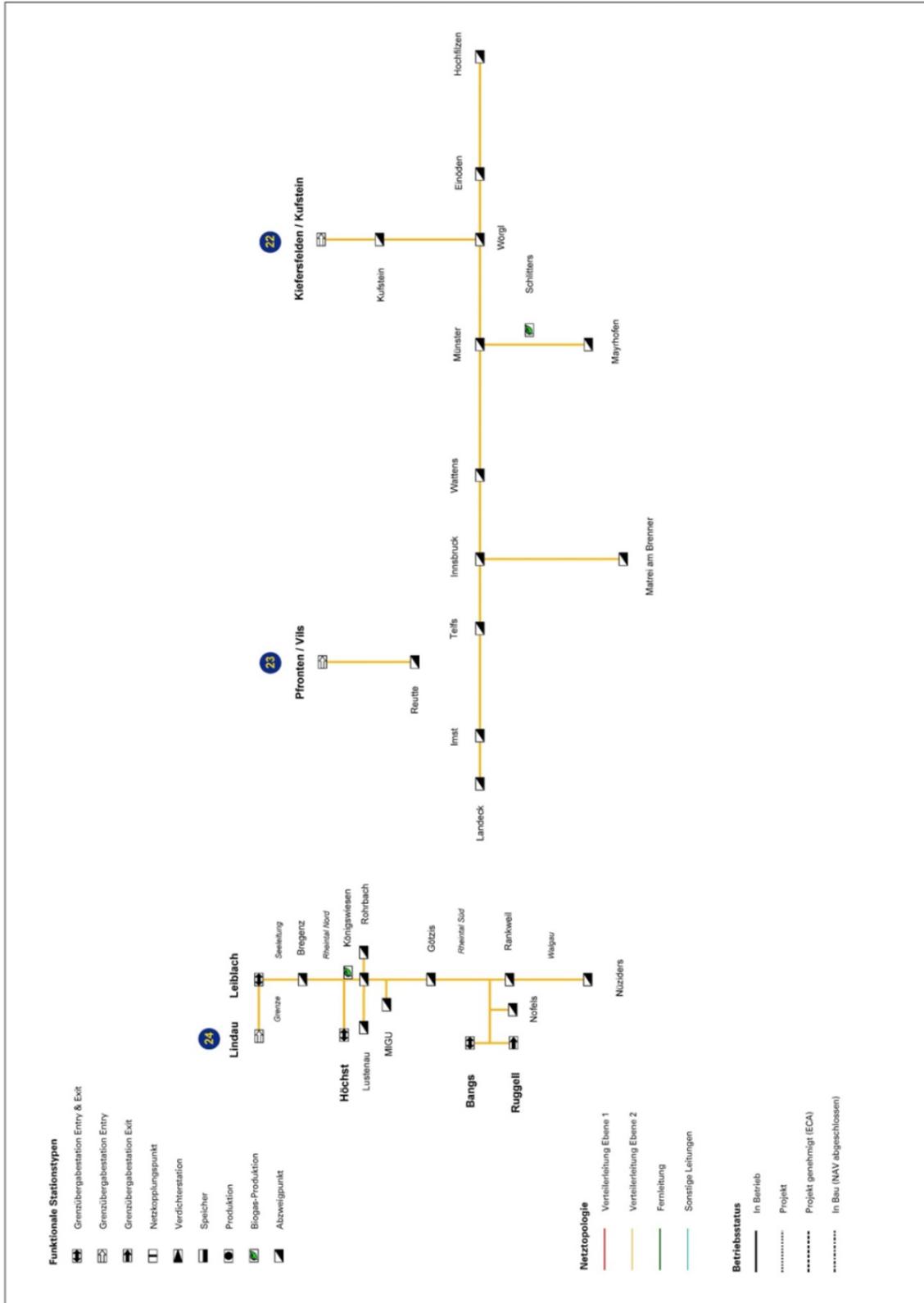


4 Simulationsnetz

Das Netzmodell für den Kapazitätsausweis 2018 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

Wernhart, Helmut

Von: Kettl Thomas (Salzburg Netz) <Thomas.Kettl@salzburgnetz.at>
Gesendet: Freitag, 15. September 2017 09:08
An: Netzplanung
Betreff: Stellungnahme zur Langfristplanung 2017

Sehr geehrte Damen und Herren,
die Salzburg Netz GmbH ersucht die Textierung zum Punkt 4.13 „Versorgungssicherheit Salzburg“ der Langfristplanung 2017, wie unten angeführt, anzupassen.

*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 durch diverse vorbeugende bauliche Schutzmaßnahmen gegen Gefahren durch Hochwässer, Muren und Steinschlag, **kurzfristig** zweckmäßiger ist, als die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Errichtung der Hochfilzen-Leitung. **Mittel- bis langfristig ist die Notwendigkeit der Hochfilzen-Leitung noch zu prüfen.** Als weitere Maßnahme plant die Salzburg Netz GmbH das letzte Leitungssegment im Pinzgau (Bruck a.d. Großglocknerstraße bis Saalfelden) in den Sommermonaten*

Um Berücksichtigung dieser Textanpassung wird ersucht.

Ing. Thomas Kettl
Leiter Gasnetze

Salzburg Netz GmbH
Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Österreich

T +43/662/8882-2756, M +43/676/8682-2756, F +43/662/8882-170-2756
thomas.kettl@salzburgnetz.at, www.salzburgnetz.at