

Langfristige Planung 2014

für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2015 - 2024



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden aus Vertraulichkeitsgründen
mit schwarzen Balken überdeckt

Foto Titelseite: Errichtung der Netz Niederösterreich West 4 Leitung,
Bauabschnitt A, bei Rueckersdorf,
Abdruck mit freundlicher Genehmigung der EVN

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2.0	07.08.2014	Bericht LFP 2014, Antrag bei ECA
1.0	26.06.2014	Bericht LFP 2014 Konsultation

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
1.1	Ziel der Langfristigen Planung.....	4
1.2	Vorgehen.....	4
2	Planungsrahmen für die LFP 2014	6
2.1	Strategische Rahmenbedingungen	6
2.1.1	Energiepolitische Zielsetzungen	6
2.1.2	Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen	12
2.1.3	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	16
2.2	Datenmodell der Langfristigen Planung 2014.....	16
2.2.1	Absatzmodell	16
2.2.2	Entry- Exit Punkte im Verteilernetz	26
2.3	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2013.....	30
2.4	Leitungsnetz Stand 8/2014	32
2.5	Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.....	33
3	Kapazitätssituation im Planungsnullfall	34
3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2015	34
3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2016 bis 2024.....	35
3.3	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher.....	35
4	Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite	37
4.1	Zuordnungstabelle Projekt – Projektbegründung	37
4.2	Zuordnung der Kapazitätserweiterungsanträge zu eingereichten Projekten	37
4.3	Umsetzung der Feasibility Study 07	39
4.4	Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf ...	39
4.5	Kapazitätssituation der Speicher in Oberösterreich	42
4.6	Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	46
4.7	Adaptierung der Station St. Margarethen	47
4.8	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol	48
4.9	Zurückziehen der Projekte für die Kärntenleitung.....	50

5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2014	51
5.1	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	51
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge.....	52
5.3	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2014	53
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2015	54
7	Zusammenfassung	56
7.1	Daten– und Prognosegrundlage	56
7.2	Analyseergebnis	56
7.3	Notwendige Maßnahmen	56

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2014

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2014
- ▶ Anhang 2: Simulationsparameter Kapazitätsausweis
- ▶ Anhang 3: Leitungsplan Ebene 1 Anlagen
- ▶ Anhang 4: Daten Netzkoppelungspunkte [BGG]

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 2014 wurde von der AGGM mit Unterstützung der Marktteilnehmer erstellt, wobei die Planungsgrundlagen und die Ergebnisse mit den Netzbetreibern und dem Marktgebietsmanager abgestimmt wurden.

Das Ergebnis der Langfristigen Planung wurde am 26.6.2014 im Rahmen der „Präsentation der Konsultationsversion der Gas Netzausbaupläne in Österreich“ gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt. Im Anschluss an die Präsentation der Konsultationsversion der Langfristigen Planung 2014 (Ausgabe 1) wurde der Bericht im Forum des AGGM Marktpartnerportals veröffentlicht und im Rahmen der Konsultation zur Diskussion gestellt. Die Konsultation dauerte vom 07.07.2014 bis 27.07.2014. Mit Mail vom 07.07.2014 wurden alle Marktteilnehmer auf die Konsultation

hingewiesen. Das Ende der Konsultationsfrist war der 27.07.2014. Die bis zu diesem Zeitpunkt eingetroffenen Stellungnahmen wurden gewürdigt und entsprechend im Bericht berücksichtigt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2014 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Nach Genehmigung der Langfristigen Planung werden auf Basis der enthaltenen Kapazitätserweiterungsanträge (eingebracht bis zum Stichtag 31.5.2014) und Ausbaumaßnahmen im Bedarfsfall Netzausbauverträge abgeschlossen. Können nachfolgend eingebrachte Kapazitätserweiterungsanträge mit den bereits genehmigten Ausbaumaßnahmen befriedigt werden, so werden sie in die abzuschließenden (bzw. abgeschlossenen) Netzausbauverträge, ggf. durch Ergänzungsvereinbarungen eingeschlossen. Kann ein neu eingebrachter Kapazitätserweiterungsantrag mit den genehmigten Maßnahmen nicht befriedigt werden, findet eine Berücksichtigung in der nachfolgenden Langfristigen Planung statt.

In der Langfristigen Planung 2007, respektive in der Feasibility Study 07 (FS07), wurde das Gesamtkonzept für den künftigen Infrastrukturausbau entworfen. Mit dem Entschluss, sowohl eine neue Südleitung als auch eine neue Westleitung und Ausbaumaßnahmen im PVS zu realisieren, wurde eine Grundsatzentscheidung getroffen (siehe Bericht der Feasibility Study 07, beste Variante: V3+West). Im Sommer 2014 wurde dieses Ausbauprogramm finalisiert.

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 31.5.2014 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2014 wurde die Absatzprognose erstmals in unterschiedliche 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 2014

2.1 Strategische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel folgt eine kurze Zusammenfassung der strategischen Rahmenbedingungen, in die sich die Langfristige Planung 2014 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich einbettet. Es wird ein Überblick über die energiepolitischen Zielsetzungen, die übergeordneten Netzentwicklungspläne und die Konsequenzen daraus gegeben.

2.1.1 Energiepolitische Zielsetzungen

2.1.1.1 Europäische Ziele und Maßnahmen

Mit dem Vertrag von Lissabon (in Kraft getreten 1.12.2009) erhielt die europäische Energiepolitik erstmals eine eigenständige Rechtsgrundlage im Primärrecht. Dies hat die Folge, dass nunmehr auch die Ziele „Versorgungssicherheit“ und „Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung“ explizit verfolgt werden können. Vorher ging es ausschließlich um den Umweltschutz und den freien Energiemarkt.

Die Energiestrategie der EU ist darauf ausgerichtet, langfristig drei Ziele zugleich erreichen zu wollen.

- ▶ Den Klimawandel bekämpfen,
- ▶ die Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen zu reduzieren und
- ▶ mittels einer wettbewerbsfähigen Energieversorgung Wachstum und Beschäftigung fördern.

Ausdrücklich hält die Kommission an der Annahme fest, dass alle diese Herausforderungen zugleich gemeistert werden könnten.

Im Herbst 2010 stellte die Kommission den Entwurf einer erweiterten Energiestrategie vor, mit Langfristzielen für 2050, ebenso eine Fortschreibung des Energieaktionsplans, gültig für den Zeitraum 2011–2020.

Der auf Basis der Energiestrategie vom Europäischen Rat im März 2007 verabschiedete Aktionsplan „Eine Energiepolitik für Europa“ definiert fünf Bereiche, in denen an der Erreichung der drei energiepolitischen Langfristziele gearbeitet werden soll. Das in der Kommunikation der EU besonders hervorgehobene Ziel einer Treibhausgasreduktion von 20 % bis 2020 stammt nicht aus dem Energieaktionsplan sondern aus dem Bereich Klimapolitik, die in der Generaldirektion Umwelt angesiedelt ist.

Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarkt

Die Schaffung bzw. Vollendung eines EU-weiten Energiebinnenmarktes steht seit Jahren im Zentrum der Energiepolitik der Europäischen Union. Ziel der EU ist es, die Binnenmarktprinzipien auch für Energie zur Geltung zu bringen. Dies erfordert gerade für leitungsgebundene Energieträger (Erdgas und Elektrizität) besondere Regularien. Strom- und Gasnetze stellen sogenannte „natürliche Monopole“ dar.

Die ersten Liberalisierungsrichtlinien wurden Mitte/Ende der 1990er Jahre erlassen, aufgrund zahlreicher Mängel in der Umsetzung folgten 2003 jeweils sog. Beschleunigungsrichtlinien. Diese sahen die Vollendung des Energiebinnenmarktes bis zum 1. Juli 2007 vor.

Im September 2007 hat die EU-Kommission das dritte Paket zum Energiebinnenmarkt vorgelegt. Bestandteil sind Regelungen zum Strom- und Gasmarkt sowie die Gründung der Agentur zur Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Im Sommer 2009 konnte das gesamte Paket angenommen werden. Dabei wurde auch eine dritte Unbundling-Option (ITO) eingebracht.

Österreich hat das dritte Liberalisierungspaket v.a. mit dem GWG 2011 umgesetzt.

Energieversorgungssicherheit

Die Gewährleistung von Energieversorgungssicherheit ist eines der drei Hauptziele der EU-Energiepolitik. Eine EU-Energieversorgungssicherheitspolitik nimmt grundsätzlich zwei Arten von Akteurskonstellationen in den Blick. Zum einen das Verhältnis der EU zu Lieferländern von Öl, Gas und Uran, zum anderen das Verhältnis zwischen der EU, den Mitgliedstaaten und den europäischen Energieversorgungsunternehmen.

Im Verhältnis zu den Lieferländern von Öl, Erdgas und Uran sind die Handlungsoptionen der EU begrenzt. Da mit Ausnahme des (von Russland jedoch nicht ratifizierten) Energiecharta-Vertrags keine verbindlichen Rechtsrahmen für internationale Energiemärkte existieren, bleibt die EU auf recht unverbindliche Energiedialoge mit Produzentenstaaten beschränkt. In der nach „innen“ gerichteten Politikdimension fallen die Handlungsmöglichkeiten der EU zwar um einiges größer aus, sie werden jedoch bisher nur in Ansätzen genutzt.

Über das Programm „Transeuropäische Energienetze“ (TEN-E) fördert sie die grenzüberschreitende Verknüpfung der mitgliedstaatlichen Gas- und Stromenergienetze sowie die Planung von Importpipelines.

Im Verhältnis zu Produzentenländern plant die EU einen Ausbau der Energiedialoge sowie die Unterstützung einer Diversifizierung von Rohstoffquellen und Transportrouten.

Energieeffizienz und Erneuerbare Energien

Die Steigerung der Energieeffizienz sowie der Ausbau des Anteils Erneuerbarer Energieträger kann wesentlich zur Erreichung der drei Hauptziele beitragen. Eine erhöhte Energieeffizienz sowie ein größerer Anteil von Erneuerbaren bringt eine relative Senkung der Treibhausgase mit sich und verringert die relative Abhängigkeit beim Import fossiler Energieträger. Investitionen im Bereich Energieeffizienz erhöhen in der Regel auch die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft.

Erneuerbare Energie

Im Bereich der Förderung Erneuerbarer Energieträger hat sich die EU verbindliche Ziele gesetzt. Bis 2020 will sie den Gesamtanteil am Endenergieverbrauch im EU-Durchschnitt verbindlich auf 20 Prozent steigern. Um dieses Gesamtziel zu erreichen, werden jedem Mitgliedstaat in der im April 2009 verabschiedeten Erneuerbare-Richtlinie unterschiedliche Zielmarken zugeteilt.

In einem 2011 vorgelegten Fahrplan (Roadmap) stellte die EU-Kommission verschiedene Szenarien und Potenzialberechnungen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien bis 2050 vor.

Am 22. Januar 2014 gab die EU-Kommission ihre energie- und klimapolitischen Ziele für 2030 bekannt. Demnach wird ein Ziel von 27 Prozent für den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU und eine Verringerung der CO₂-Emissionen um 40% bis zum Jahr 2030 angestrebt.

Energieeffizienz

Im Bereich der Energieeffizienz existieren mehrere Detailrichtlinien, die sich auf einzelne Prozesse und Gerätetypen beziehen (Haushalt, Gebäude, Energiedienstleistungen etc.).

Nach Beschluss des Europäischen Rats soll bis 2020 die Zielmarke einer relativen Reduktion des Energieverbrauchs um 20 Prozent erreicht werden, gemessen an der bislang prognostizierten Entwicklung. Dieses 20 Prozent-Ziel ist nicht verbindlich, eine Sanktionierung durch Kommission beziehungsweise Europäischen Gerichtshof ist dementsprechend kaum möglich.

Im Juni 2011 wurde ein Richtlinienvorschlag zur Energieeffizienz vorgelegt, der u.a. die Verpflichtung zur Einsparung von 1,5 % des Primärenergieverbrauchs pro Jahr enthält. Der Vorschlag wurde am 25. Oktober 2012 als Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU erlassen.

Energiotechnologien

Die ambitionierten energiepolitischen Ziele der EU werden nur dann zu erreichen sein, wenn der technologische Fortschritt im Bereich der Energietechnologien zügig voranschreitet. Dies gilt etwa für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Sequestrierung) bei der Verbrennung fossiler Energieträger, alternative Antriebe im Verkehrssektor (Wasserstoff oder Biokraftstoffe) sowie für Verbesserungen bei Energieeffizienztechnologien oder der Energiespeicherung. Die Entwicklung sowie die Markteinführung innovativer Technologien kann nicht nur durch regulatorische Maßnahmen vorangetrieben werden, sondern auch durch die Zuweisung von Forschungsmitteln.

Im 6. und 7. Forschungsrahmenprogramm der EU wurden bzw. werden Mittel für die Förderung von Energietechnologien bereitgestellt. Im Dezember 2008 wurde eine Richtlinie zur geologischen Speicherung von abgeschiedenem CO₂ verabschiedet.

Energieaußenpolitik

Energieaußenpolitik bezeichnet eine Arena, die quer zu allen anderen energiepolitischen Handlungsfeldern liegt. Sie umfasst alle Maßnahmen, die nicht die Energiebeziehungen innerhalb der EU regeln, sondern die energiepolitischen Beziehungen zu Akteuren jenseits der EU-Grenzen strukturieren, ganz gleich, ob es sich dabei um Energieversorgungsunternehmen, Regierungen (vor allem von Produzenten- und Transitländern) oder internationale Organisationen (wie IEA oder OPEC) handelt. Energieaußenpolitik ist weitgehend auf das Thema Versorgungssicherheit fokussiert, aber keineswegs völlig darauf beschränkt. Auch Maßnahmen wie der gezielte Export von Energieeffizienzprogrammen, Energietechnologien oder dem Rechtsrahmen des Energiebinnenmarkts sind Teil der EU-Energieaußenpolitik. In der Rechtsetzungslogik der EU wird der überwiegende Teil der Maßnahmen als Teil der EU-Außenpolitik begriffen. Energieaußenpolitik zählt somit grundsätzlich nicht zur supranationalen 'Ersten Säule' der EU. Dementsprechend bedürfen die Entscheidungen eines einstimmigen Votums aller Mitgliedstaaten.

2.1.1.2 Österreichische Ziele und Maßnahmen

Im „Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013 – 2018“ finden sich die aktuellsten energiepolitischen Ziele und Maßnahmen für Österreich. Ein Auszug aus diesem in Schlagworten gehaltenen Programm wird folgend dargestellt. Die wesentlichen Inhalte finden sich in Kapitel 2 „Österreich fit für die Zukunft machen“

Sichere Energieversorgung für Österreich

Ziele: Ein effizientes, leistbares und sozial verträgliches Energiesystem garantiert Versorgungssicherheit, Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und eine lebenswerte Umwelt; Vorreiterrolle Österreichs durch konsequente Fortsetzung der österreichischen Anti-AKW-Politik stärken!

Herausforderungen: Europäische Rahmenbedingungen, Energiewende, Weiterentwicklung der Netz-Infrastruktur, Wettbewerb, Verfahrensdauer im Energieinfrastrukturbereich, Fördersystem, Versorgungssicherheit, leistbare Energie.

Maßnahmen:

Energiepolitischer Rahmen:

- ▶ Erarbeitung einer Energiestrategie 2030 unter Einbindung aller relevanten Stakeholder.
- ▶ Österreich für die energiepolitischen Herausforderungen rüsten, Berücksichtigung von wirtschafts- und sozialpolitischen Auswirkungen. Chancen für Haushalte und heimische Unternehmen proaktiv nutzen;
- ▶ Laufende Evaluierung / Monitoring der österreichischen Energiepolitik.
- ▶ 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.

Energieeffizienz:

- ▶ Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie;
- ▶ Stabilisierung des Endenergieverbrauchs bei 1.100 PJ pro Jahr bis 2020;
- ▶ 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);
- ▶ kein unverhältnismäßiger zusätzlicher Administrationsaufwand in den Betrieben; Stärkung der Energieberatung;
- ▶ starke Vorbildwirkung der öffentlichen Hand (3 % Gebäudesanierung, Beschaffung, Forschung) entsprechend der Kompetenzlage.

Versorgungssicherheit / Infrastruktur:

- ▶ 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;

- ▶ effiziente, gestraffte UVP-Verfahren, insbesondere durch Ausstattung der Behörden mit Sachverständigen; Einhaltung der gesetzlichen Verfahrensdauern;
- ▶ Erleichterte Genehmigung für das Upgrade von bestehenden Stromleitungen;
- ▶ Bekenntnis zur Errichtung zusätzlicher Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke, zum Ausbau der Netz- und Transportinfrastruktur sowie zu Erdgas als Brückentechnologie;
- ▶ Fernwärme- und Kälteleitungsausbau, Anpassungen der Instrumente, Abbau des Förderrückstaus;
- ▶ Paket zur klimaschonenden Bereitstellung von Wärme und Strom;
- ▶ Sicherung von bestehenden, hocheffizienten, wärmegeführten Biogasanlagen der 2. Generation (Schwerpunkt Reststoffverwertung) durch Nachfolgetarife;
- ▶ für alle anderen Biogasanlagen ist eine stranded cost-Lösung anzustreben;
- ▶ Förderung neuer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) und beihilfenrechtsneutrale Unterstützung bestehender hocheffizienter KWK im Einklang mit EU-Recht, vorzugsweise in Form eines »KWK-Punkte-Gesetzes«.

Erneuerbare Energien /Ökostrom / Förderungen:

- ▶ Fortsetzung des erfolgreichen Ausbaus Erneuerbarer Energien;
- ▶ Evaluierung des Ökostrom-Förderregimes und Weiterentwicklung im Gleichklang mit EU-Vorgaben;
- ▶ Umwelt-, wirtschafts-, sozialverträgliches Ökostromsystem – mit dem Ziel einer Marktintegration; Stärkung des Fokus auf Eigenstromverbrauch; rasche Heranführung der Technologien an die Marktreife; punktuelle Verbesserungen im Fördersystem;
- ▶ auf Unionsebene verstärkte Harmonisierung der Förderregime mitgestalten;
- ▶ Evaluierung der Energieförderpolitik aller Gebietskörperschaften;
- ▶ Effizienz, Transparenz und Treffsicherheit der Förderungen erhöhen, Doppelgleisigkeiten vermeiden, Förderpyramide einführen.

Europäische Energiepolitik / Wettbewerb:

- ▶ 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.
- ▶ Fokussierung aller innerösterreichischen Bemühungen zur Durchsetzung gemeinsamer energiepolitischer Positionen auf EU-Ebene;
- ▶ Schaffung spezifischer Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene für energiemarktrelevante Börsen, die eine transparente und sachgerechte Preisbildung garantieren und rein spekulative Transaktionen hintanhaltend.

Stärkung des Wirtschafts- und Beschäftigungsstandorts:

- ▶ Schutzmaßnahmen für Unternehmen, die aufgrund ihrer exponierter Position durch zusätzliche Energie- oder Zertifikatskosten Wettbewerbsnachteile erleiden, auf Basis strenger Maßstäbe;
- ▶ verstärkte Nutzung europäischer Finanzierungsmöglichkeiten.

Anstoßen von Innovationen im Energiesystem:

- ▶ Energieeffizientere Produkte und Prozesse durch neue Materialien bzw. Technologien;
- ▶ Integration erneuerbarer Energieträger in das Gesamtsystem (Smart Grids, Speichertechnologien);
- ▶ neue Lösungen für intelligentes und nachhaltiges Sanieren suchen;
- ▶ Intensivierung der Entwicklung von Low Carbon-Technologien in energieintensiven Industrien;
- ▶ Mobilisierung der Energieforschungsaktivitäten der Unternehmen;
- ▶ Energieforschung im Rahmen der FTI Strategie der Bundesregierung stärken.

Umwelt schützen und nachhaltiges Wachstum fördern

Ziele: Die Bundesregierung bekennt sich zu einer nachhaltigen Umweltpolitik. Ökosoziales Handeln ermöglicht wirtschaftliche Nachhaltigkeit, verbessert die Lebensqualität, verringert die Belastung durch Schadstoffe und Lärm, erhält biologische Vielfalt, baut erneuerbare Energie aus und steigert die Energie- und Ressourceneffizienz. Sie nimmt die globale Verantwortung durch eine ambitionierte Klima- und Anti-AKW-Politik wahr und stärkt den Wirtschafts- und Beschäftigungsstandort.

Maßnahmen:

- ▶ Globale Verantwortung: Klimawandel, Anti-AKW Politik »Raus aus der Erdölfalle!«:
- ▶ Österreich tritt für ein ambitioniertes Weltklimaabkommen (»< 2°C-Ziel«) und die Berücksichtigung des Klimaschutzes in internationalen Handelsabkommen ein;
- ▶ »EU 2020-Ziele«: Umsetzung der österreichischen Selbstverpflichtung (Erneuerbare Energie 34 %; Treibhausgasemissionen –16 %, Energieeffizienz +20 %);
- ▶ der EU-Emissionshandel muss deutliche Anreize zur Emissionsreduktion und langfristige Planungssicherheit für Investoren schaffen;
- ▶ 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;
- ▶ Klimapakt zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes und des Klimamaßnahmenkatalogs, Festlegung weiterer Maßnahmen bis 2018 samt verbindlichem Sanktionsmechanismus; Evaluierung und Umsetzung der nationalen Klimawandelanpassungsstrategie; Informationsoffensive;
- ▶ aktive Unterstützung der »EU-Klimastrategie 2030« mit ambitionierten Treibhausgas-, Energieeffizienz- und Erneuerbaren-Zielen ohne AKWs;
- ▶ Einsatz gegen direkte und indirekte AKW-Förderungen; konsequente Weiterführung von Stresstests; Einführung einer Betreiberhaftpflicht;
- ▶ gegen »grenznahe« AKWs und Lagerstätten werden alle rechtlichen und politischen Möglichkeiten zur Wahrung der österreichischen Sicherheitsinteressen genutzt;
- ▶ Umsetzung der verpflichtenden Stromkennzeichnung in Österreich bis 2015.

2.1.2 Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen

2.1.2.1 TYNDP, Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan

Das Ziel des TYNDP (Ten Year Network Development Plan) ist es, eine einheitliche Sicht der pan-Europäischen Gas Infrastruktur bereitzustellen und potentielle Lücken in zukünftigen Investitionen zu signalisieren. Der TYNDP wird von der ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) alle zwei Jahre erstellt.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen hat die AGGM auch in der LFP 2014 die europäische Situation bezüglich Netzinfrastuktur, Gasaufbringung und Gasnachfrage mitberücksichtigt.

Der von der ENTSOG 2013 veröffentlichte TYNDP enthält folgende für die LFP 2014 relevante Informationen.

Gasinfrastruktur

Der TYNDP enthält eine Liste an künftigen europäischen Gasinfrastrukturprojekten. Die folgende Darstellung enthält eine Auflistung jener Projekte, die einen Einfluss auf Österreich haben können und wie sie in der LFP 2014 berücksichtigt wurden:

South Stream Gas Pipeline Project (FID nicht erteilt)

Dieses Projekt hat keine direkte Auswirkung auf das Verteilergesamt Ost. Das Projekt könnte aber dazu beitragen, dass Baumgarten als Hauptimportpunkt seine Bedeutung behält bzw. ausbauen kann.

BACI Bidirektional Austrian Czech Interconnector (FID nicht erteilt)

Die BACI hat keinen direkten Einfluss auf die LFP 2014.

Connection to Oberkappel (FID nicht erteilt)

Das Projekt verbindet das Net4Gas System mit Oberkappel. Bei der Errichtung dieser Infrastrukturen könnte Gas über die North Stream, OPAL, Gazelle Leitung, Net4Gas, „Connection to Oberkappel“, PENTA West und TGL nach Italien transportiert werden. Bei der Errichtung in Kombination mit der TGL würden sich massive Änderungen der Gasströme im Raum Oberkappel ergeben, die möglicherweise auch ganz neue Drucksituationen bewirken würden.

Monaco Leitung: Burghausen – Amerdingen (FID erteilt)

Die Errichtung der Monacoleitung sichert eine bessere Versorgung des süddeutschen Raumes, mit dem Effekt, dass auch das Marktgebiet Tirol besser angebunden wird. Weiters verbessert die Monaco Leitung die Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach, wodurch sich die Speichertransporte im Verteilergesamte zu und von diesen Speichern verändern können.

Die Nabucco Pipeline und die Tauerngasleitung finden sich noch im TYNDP, beide Projekte wurden jedoch mittlerweile eingestellt.

Gasaufbringung

Der TYNDP geht weiterhin von einem Rückgang der Eigenproduktion aus. Der höchste Importanteil in Jahr 2022 wird weiterhin aus Russland (31%) kommen, gefolgt von LNG Quellen (23%). Norwegen und Libyen werden weiterhin eine bedeutende Rolle in der Gasaufbringung haben. Quellen aus Azerbaijan werden ab 2017 mitkalkuliert.

Werden die leitungsgebundenen Bezugsquellen betrachtet, so liegt das Haupteinspeisepotential im Osten der EU. Laut TYNDP stellt Russland hier mit Abstand das größte zusätzliche Potential dar.

Gasabsatz

Im TYNDP werden mehrere Absatzprognosen aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlichen Basisannahmen dargestellt (vgl. TYNDP 2013-2022, S. 50ff).

Die Veränderung des Jahresverbrauches von 2013 bis 2022 weist je nach Quelle und Szenario eine Streuung von stark fallend bis steigend auf.

Der TYNDP geht von einer weiteren starken Absatzsteigerung bei den Gaskraftwerken aus. Beachtenswert ist der ermittelte load factor von ca. 40%. Dies entspricht ca. 3.500 Volllaststunden der Kraftwerke.

2.1.2.2 GRIP CEE, Gas Regional Investment Plan Central-East Europe

Der GRIP CEE 2014-2023 wurde am 19. Mai 2014 auf der ENTSOG Website publiziert. Die offizielle Präsentation fand am 26.6.2014 in Wien statt. Der GRIP CEE wurde in der Langfristigen Planung 2014 berücksichtigt.

Der GRIP CEE greift auf die im TYNDP aufgelisteten Projekte zurück und untersucht die Versorgungssicherheit der CEE Staaten unter definierten Unterbrechungsszenarien in Abhängigkeit der Realisierung der FID bzw. FID und non FID Projekte.

Interessant sind die angesetzten Abnahmeszenarien, welche eine Absatzsteigerung zwischen 8% und 12% in der Planungsperiode vorsehen, wobei die hauptsächliche Steigerung vor allem in den ersten Jahren erwartet wird.

Die Analysen basieren auf Basis eines bilanziellen Modells (keine hydraulische Simulation).

In allen Szenarien ist Österreich mit der höchsten Flexibilitätsstufe ausgewiesen.

Dieses Ergebnis spiegelt sich auch in der N-1 Betrachtung des Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 wider (siehe dazu Kapitel 2.5).

2.1.2.3 GRIP Southern Corridor, Gas Regional Investment Plan Southern Corridor

Der GRIP Southern Corridor 2014-2023 wurde am 4. Juni 2014 auf der ENTSOG Website publiziert. Der GRIP Southern Corridor wurde in der Langfristigen Planung 2014 berücksichtigt.

Der GRIP Southern Corridor weist sehr ähnliche Methoden wie der GRIP CEE auf und beantwortet sehr ähnliche Fragestellungen. Auch der GRIP Southern Corridor greift auf die im TYNDP aufgelisteten Projekte zurück und untersucht die Versorgungssicherheit unter definierten Unterbrechungsszenarien in Abhängigkeit der Realisierung der FID bzw. FID und non FID Projekte.

In allen Szenarien ist Österreich mit der höchsten Flexibilitätsstufe ausgewiesen.

2.1.2.4 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2014, Österreich

Der Marktgebietsmanager hat in Österreich gemäß § 14 Abs 1 Z 7 GWG die Aufgabe in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der Langfristigen Planung des Verteilergebietsmanagers den Koordinierten Netzentwicklungsplan zu erstellen.

Im Zuge der Erstellung wird eine vom MGM koordinierte Bedarfserhebung an den Entry/Exit Punkten des Fernleitungsnetzes durchgeführt. Aufbauend auf diesen Bedarfen werden Projekte entwickelt, die diese Bedarfe erfüllen können. Diese Bedarfe werden, unabhängig davon von welchem Bedarfsträger sie gemeldet werden, in der Planung berücksichtigt. Sofern die Behörde die eingereichten Projekte gemäß der wirtschaftlichen Beurteilung mit Ausbauschwelle genehmigt, werden nach Ermittlung der konkreten Bedarfsnachfrage mittels eines diskriminierungsfreien Vergabeverfahrens die Projekte bei ausreichender Buchung umgesetzt.

Im Folgenden sind die Projekte des KNEP und deren Auswirkung auf das Verteilergebiet dargestellt:

G00.040 Reverse Flow: Dieses Projekt korrespondiert mit dem Projekt 2012/3 der LFP. 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.

GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazität Überackern – Ausbau Penta West: Dieses Projekt hat keinen Einfluss auf das Verteilergebiet.

GCA 2014/02 Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern: Dieses Projekt hat keinen Einfluss auf das Verteilergebiet.

GCA 2014/03a und GCA 2014/03b 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 lokalen Absatz bedienen der gering ist. 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 mit der BACI Leitung nicht darstellbar. Derzeit besteht seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt aus der BACI Leitung.

GCA 2014/04 Zusätzliche Kapazität Murfeld – Ausbau SOL: Dieses Projekt hat keinen Einfluss auf das Verteilergbiet.

BOG 2014/01 Pressure Service Agreement: Bei sehr hohen West-Ost Flüssen auf der WAG stellt sich an der Abzweigstation Bad Leonfelden ein Druck von nur 38 bar (Stationseingangsdruck) ein. Dieser Druck ist zu gering um den Raum Linz auch über die WAG versorgen zu können. Aus diesem Grund vereinbart die BOG GmbH mit den vorgelagerten Netzbetreibern OGE/GRT Gaz D und GCA ein Pressure Service Agreement. Auf Anforderung der AGGM stellen die der WAG vorgelagerten Netzbetreiber einen höheren Druck bereit. Dieses Projekt wurde zwischen BOG GmbH und AGGM abgestimmt.

BOG 2014/02 Ausbaumaßnahmen zur Erhöhung der FZK Kapazität am Punkt Entry Oberkappel: Um eine zusätzliche Kapazität von 250.000 Nm³/h von Oberkappel Richtung Baumgarten transportieren zu können (in Summe 1.175.000 Nm³/h) wurde im KNEP das Projekt BOG 2014/02 eingereicht. Die Ausbaumaßnahmen umfassen eine Erhöhung des Übergabedruckes auf 56 bara am Entry Punkt Oberkappel, die Errichtung eines Loops in der Dimension DN1200 zwischen Arnreith und Bad Leonfelden und die Errichtung eines zusätzlichen Verdichters in Rainbach. Bei dem maximalen Fluss von Oberkappel Richtung Baumgarten von 1.175.000 Nm³/h stellt sich ein Druck in der WAG in Bad Leonfelden (Stationseingangsdruck WAG Seite) von 46 bara (45 barg) ein. Diese Maßnahme erfüllt weitgehend die Anforderung des Verteilernetzes, wonach für eine Vollversorgung von Linz in Bad Leonfelden ein Druck in der WAG von 47 barg (Stationseingangsdruck) erforderlich ist. 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 Gasmengen 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).

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wurde gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 26.6.2014 den Marktteilnehmern vorgestellt.

2.1.2.5 Netzentwicklungsplan Gas 2014, Deutschland

Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 wird von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern erstellt. Als Basis dient der von der Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen, in dem die zukünftigen Absatzbedarfe und zu berücksichtigenden Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten festgelegt sind.

Im Vergleich zum österreichischen Netzentwicklungsplan erfolgt keine Bedarfserhebung an den Grenzübergabepunkten, da für deutsche Fernleitungsnetzbetreiber keine Ausbaupflichtung der eigenen Netze auf Basis grenzüberschreitender Kapazitätsbedarfe besteht. Eine Ausbaupflichtung besteht für deutsche Fernleitungsnetzbetreiber lediglich für die Schaffung von Kapazitäten für neue und systemrelevante Gaskraftwerke und für neue Speicheranlagen.

Aufgrund der Auswirkungen der Kapazitätssituation in Überackern, Oberkappel und der an das Verteilernetz anzuschließende Speicher Haidach und 7 Fields hat der Netzentwicklungsplan Deutschland Relevanz für das Marktgebiet Ost. Weiters ist auch die Entwicklung in den vorgelagerten Netzen zu Tirol und Vorarlberg von Bedeutung.

AGGM nimmt daher am Konsultationsprozess für den deutschen Netzentwicklungsplan Gas teil, um allfällige Auswirkungen von Projekten im deutschen Fernleitungsnetz auf das österreichische Verteilernetz rechtzeitig zu erkennen und die österreichischen Interessen einzubringen.

2.1.3 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. Während derzeit noch keine Ergebnisse aus der zu erarbeitenden Energiestrategie 2030 vorliegen wurden die Ziele bei der Umsetzung der EU Energieeffizienzrichtlinie im „Minimal Szenario“ der Absatzprognose berücksichtigt (siehe auch Kapitel 2.2.1)

2.2 Datenmodell der Langfristigen Planung 2014

2.2.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2015 bis 2024 erstellt. Das Absatzmodell wird für alle drei Marktgebiete (Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg) getrennt erstellt, wobei wir uns für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität auf die Erstellung des Baseline Szenario konzentriert haben.

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

2.2.1.1 Berücksichtigte Anschlussleistung der Kraftwerke

In den bisherigen Langfristigen Planungen wurden die Kraftwerksleistungen der bestehenden Kraftwerke mit dem maximalen historischen Absatz, welcher aus den Onlinedaten ermittelt wurde, berücksichtigt. Eine andere Datenquelle stand bis dato AGGM nicht zur Verfügung. Die Kraftwerksleistungen sind in Tabelle 1 erste Spalte (LFP 2013) dargestellt.

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 zweite Spalte (Erhebung ECA) dargestellt ist.

Die von AGGM ermittelten Kraftwerksleistungen und die von ECA erhobenen maximalen Anschlussleistungen stimmen weitgehend überein. In Summe liegen die bisher von AGGM angesetzten Kraftwerksleistungen um 8,8% über den von ECA ermittelten.

In der Langfristigen Planung 2014 werden die bestehenden Kraftwerke mit ihrer gemäß Netzzugangsvertrag zugesagten maximalen Anschlussleistung gemäß der Erhebung der ECA vom Frühjahr 2014 berücksichtigt.

Für die Prognose der Kraftwerksleistungen für die Langfristige Planung 2014 werden die von den Netzbetreibern übermittelten zukünftigen Bedarfe aufgenommen, wobei AGGM die Meldungen der Netzbetreiber unverändert übernimmt. Die Bedarfe werden von den

Netzbetreibern AGGM im Rahmen der jährlichen Absatzdatenerhebung per Fragebogen übermittelt. Die Prognose der Kraftwerksleistung ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: In der LFP 2014 berücksichtigte Kraftwerksleistung

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

NB	Standort	Bestand		ECA		Prognose										
		2013		2014	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
		[kNm ² /h]	[kWh/h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	
Wiener Netze	KW_Leopoldau															
	KW_Donaustadt_Summe															
	KW_Simmering_Summe															
Netz NO	KW_Korneuburg															
	KW_Theiß															
	KW_Dürrrohr															
	KW_Peisching															
GSG	FHKW Graz															
	KW_Mellach_alt_Kohle															
	KW_Werndorf_alt_Oil															
	KW_Mellach															
EKG	KW_Klagenfurt															
OÖFNG	KW_Timelkam															
	FHKW_MITTE															
	KW_Riedersbach															
Linz Gasnetz	FHKW_SÜD															
SNG	FHKW_Salzburg															
Summe																

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: ECA, AGGM/NK-K, 2014

Gegenüber der LFP 2013 wurden die Kapazitätserweiterungsanträge für das Kraftwerk Werndorf (Repowering) und das Kraftwerk Klagenfurt zurückgezogen.

2.2.1.2 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit dem Netzausbauplan Strom

Im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung 2014 wurde ein Gespräch mit der Austrian Power Grid (APG), welche für die Erstellung des Netzentwicklungsplans für den Strombereich zuständig ist, geführt. Ziel war es, einen Informationsabgleich bezüglich der Neuerrichtung von Gaskraftwerken durchzuführen.

Sowohl im Masterplan 2030 der APG als auch im Netzentwicklungsplan werden derzeit 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).

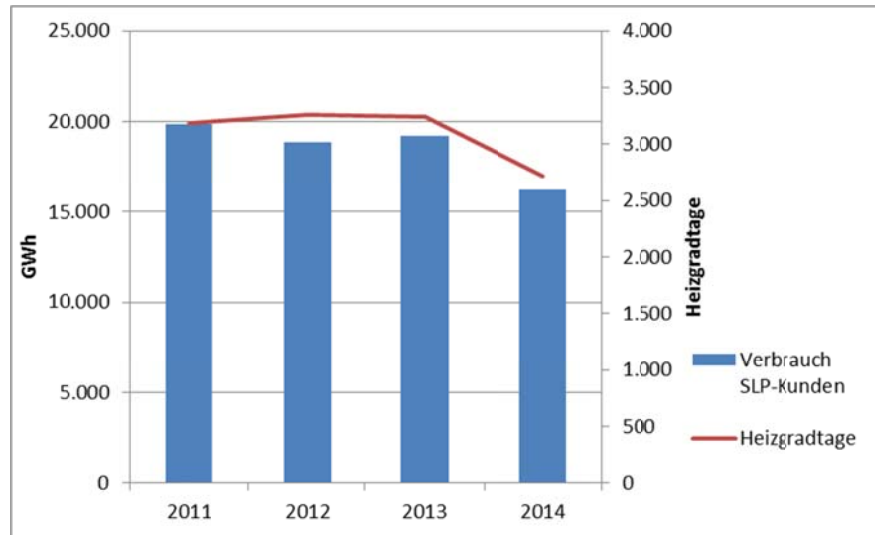
2.2.1.3 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der SLP Kunden

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 vom Oktober bis April und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2014 dargestellt. Bei einer flüchtigen Betrachtung sticht der rückgängige Absatz der SLP Kunden ins Auge. Wird jedoch der Absatz der SLP Kunden linear zu den durchschnittlichen Heizgradtagen der Gasjahre 2011 bis 2014 angepasst (siehe Diagramm 2), so ergibt sich ein anderes Bild. Es ist kein signifikanter kontinuierlicher Rückgang des Verbrauches feststellbar. Der Verbrauch schwankt annähernd auf dem selben Niveau ohne dass ein eindeutiger Trend festgestellt werden kann.

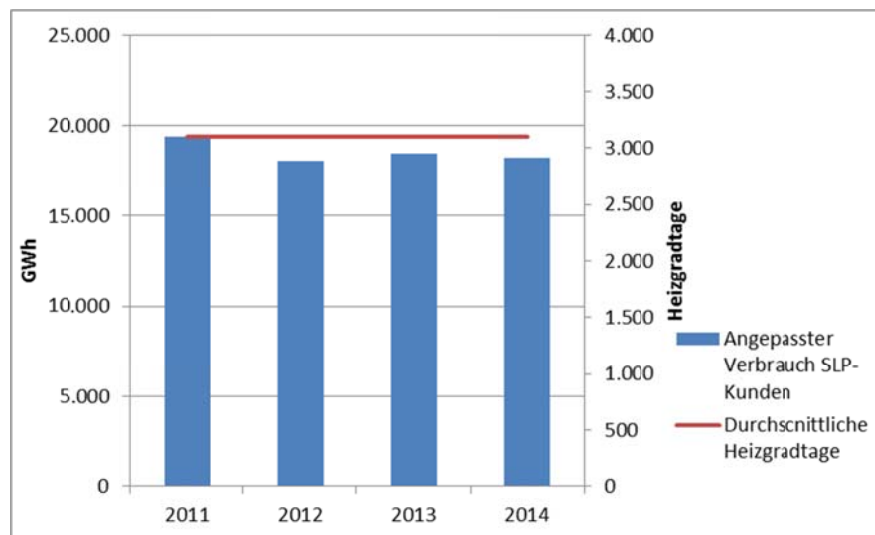
Die Erklärung zu Diagramm 1 ist trivial. In Jahren mit längeren und stärkeren Kälteperioden wird tendenziell mehr Heizgas benötigt als in Jahren mit einem wärmeren Winter. Aus Diagramm 2 kann der Schluss gezogen werden, dass es keine signifikante Nutzungsänderung der bestehenden SLP Kunden im Marktgebiet Ost gibt. Dieses Erkenntnis wurde bei der Erstellung der Absatzprognose berücksichtigt.

Diagramm 1: Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2014



Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Diagramm 2: Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2014



Quelle: AGGM/NK-K, 2014

2.2.1.4 Definition der Absatzszenarien

Um einen besseren Überblick über die möglichen Absatz Entwicklungspfade zu erhalten wurden erstmals in 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 2014/Q1	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/NK-K, 2014

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 2014“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2015 bis 2024 keine weiteren zusätzlichen Gaskraftwerke errichtet werden. Die Kraftwerksleistungen werden entsprechend der Erhebung der ECA 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 keine zusätzlichen Gaskraftwerke berücksichtigt sind.

Entwicklung der sonstigen Endkunden

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

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

Baseline Szenario

Das Baseline Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 2014“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. Das Baseline Szenario stellt aus heutiger Sicht das wahrscheinlichste Absatzszenario dar.

Maximal Szenario

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

Minimal Szenario

Das Minimal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 2014“ 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.

2.2.1.5 Absatzprognose der LFP 2014

Marktgebiet Ost

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilerggebiet 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. In den letzten beiden Wintern waren keine derart hohen Absätze zu verzeichnen. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzprognose der LFP 2014 herangezogen.

In Diagramm 3 ist die IST Leistung und die Prognose der maximalen Stundenleistung im Verteilerggebiet Ost in der Zeit von 2003 bis 2024 dargestellt. Wobei die Prognosedaten für die drei definierten Szenarien dargestellt sind.

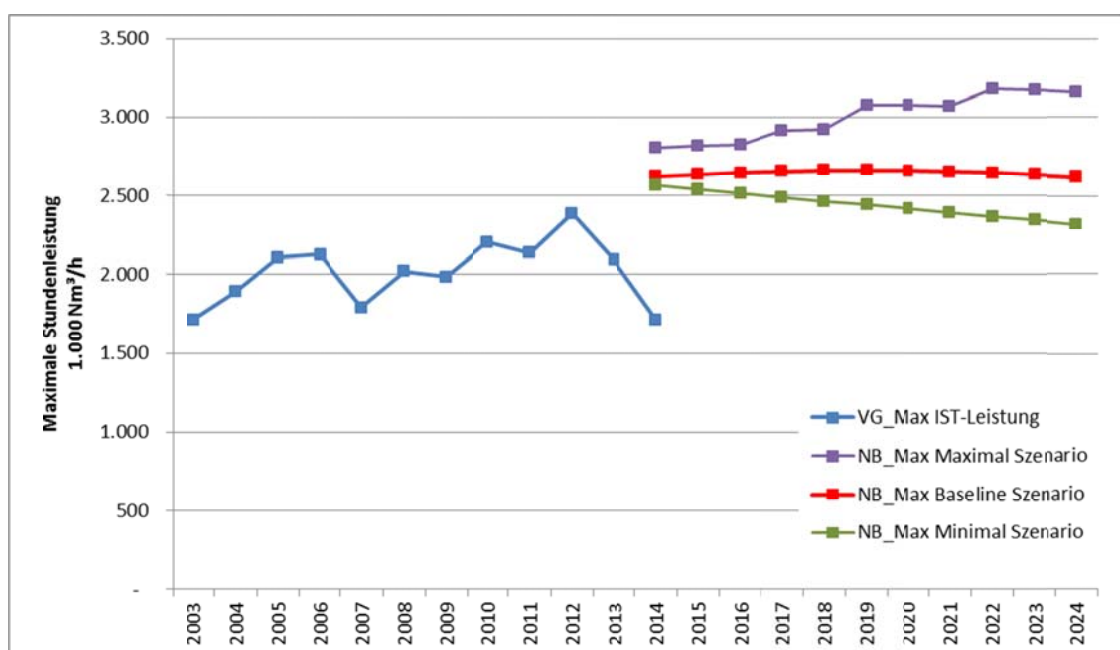
Die in Diagramm 3 dargestellte IST Leistung und der Prognose Leistungsbedarf beruht auf unterschiedlicher methodischer Betrachtung. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historisch maximale gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilerggebiet (VG_MAX). Als Prognose Leistungsbedarf wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB_MAX).

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.

Der Unterschied zwischen dem IST NB_MAX und dem Prognose NB_MAX ergibt sich daraus, dass für die Absatzprognose innerhalb eines Netzbereiches die volle AGGM bekannte Gleichzeitigkeit der Großabnehmer angenommen wird.

Für die hydraulischen Berechnungen über das gesamte Verteilernetz wird der Prognose NB_MAX Absatz herangezogen.

Diagramm 3: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, maximale Stundenleistung



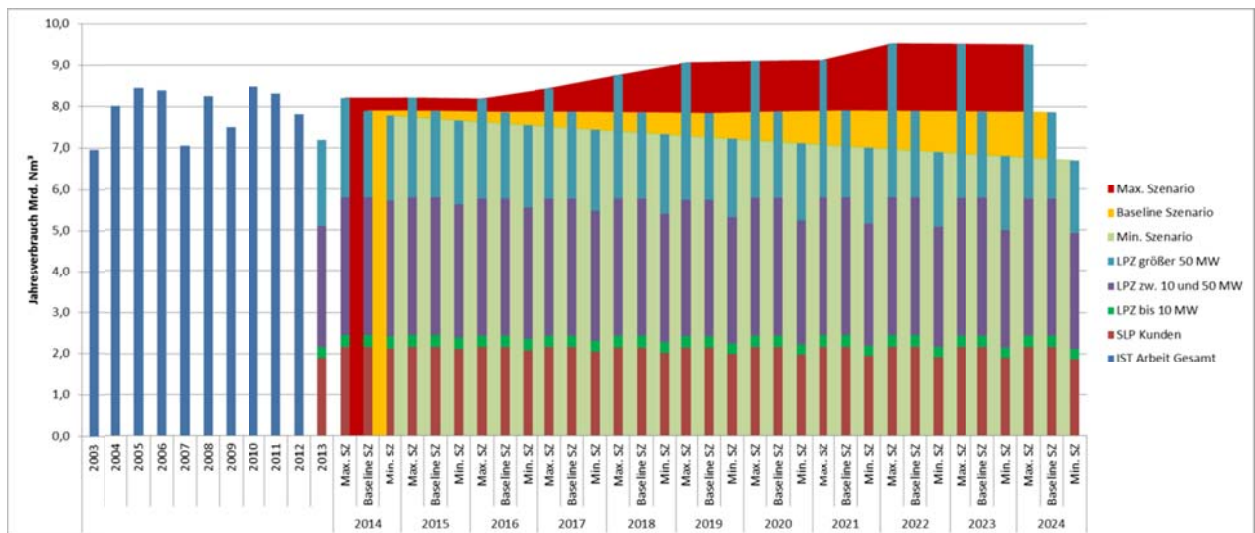
Quelle: AGGM/NK-K, 2014

In Diagramm 4 ist der IST Jahresverbrauch (Arbeit) und die Prognose des Jahresverbrauches für die drei definierten Szenarien im Vergleich dargestellt, wobei die Prognose des Jahresverbrauches in 4 Kundensegmente unterteilt ist. Die Flächen im Hintergrund des Diagramms zeigen die Entwicklungspfade der drei definierten Absatzszenarien. 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 im Diagramm 5 bis Diagramm 7 der IST Jahresverbrauch und die Prognose des Jahresverbrauches je Szenario separat dargestellt.

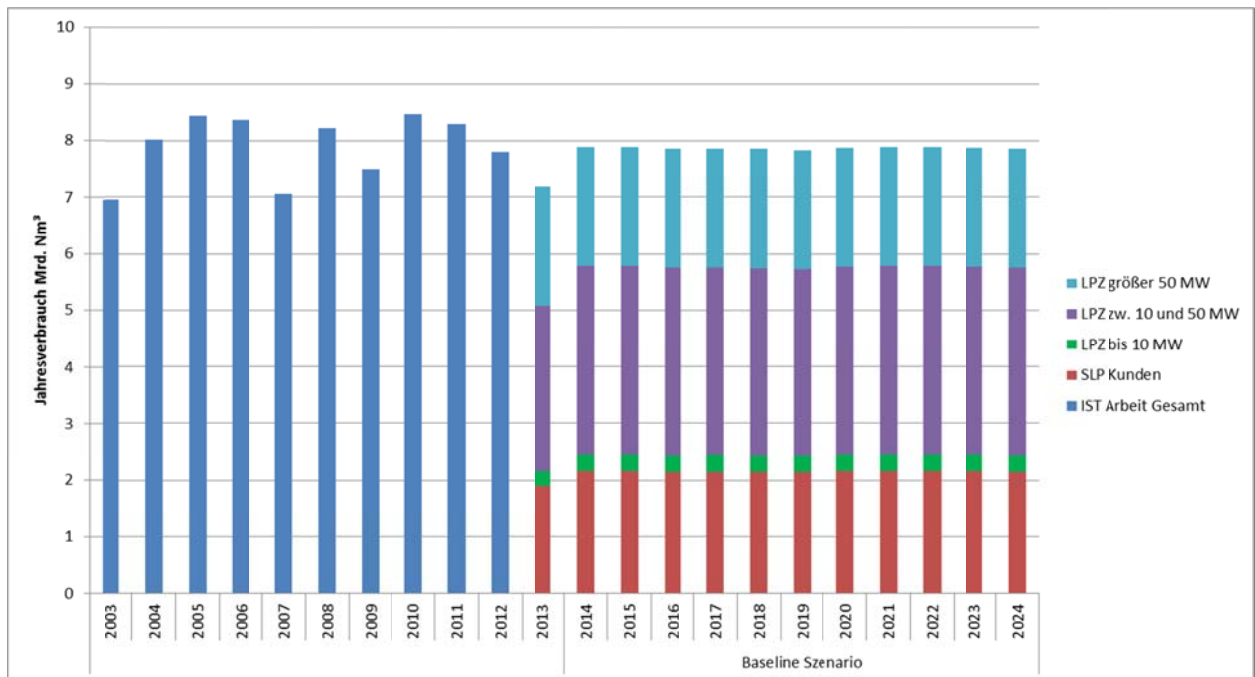
Im Diagramm 8 ist der IST Jahresverbrauch und die Prognose der Jahresverbrauches separat für die Kraftwerke für die drei Szenarien im Vergleich dargestellt.

Diagramm 4: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Jahresverbrauch



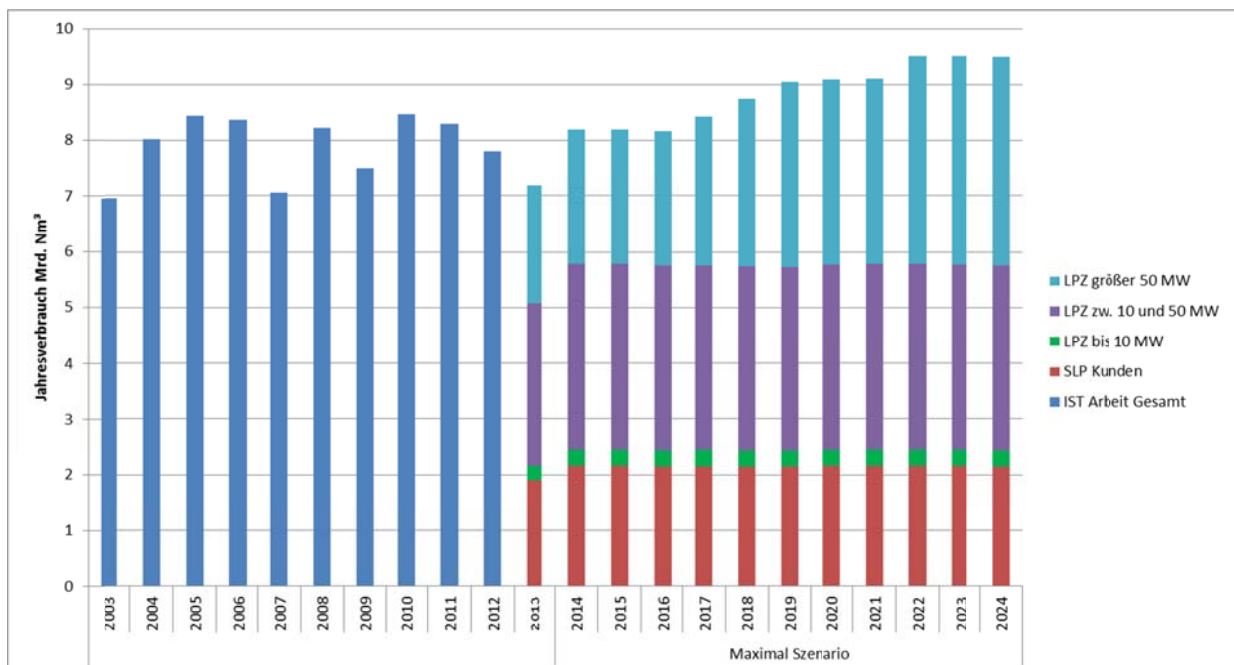
Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Diagramm 5: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Baseline Szenario, Jahresverbrauch



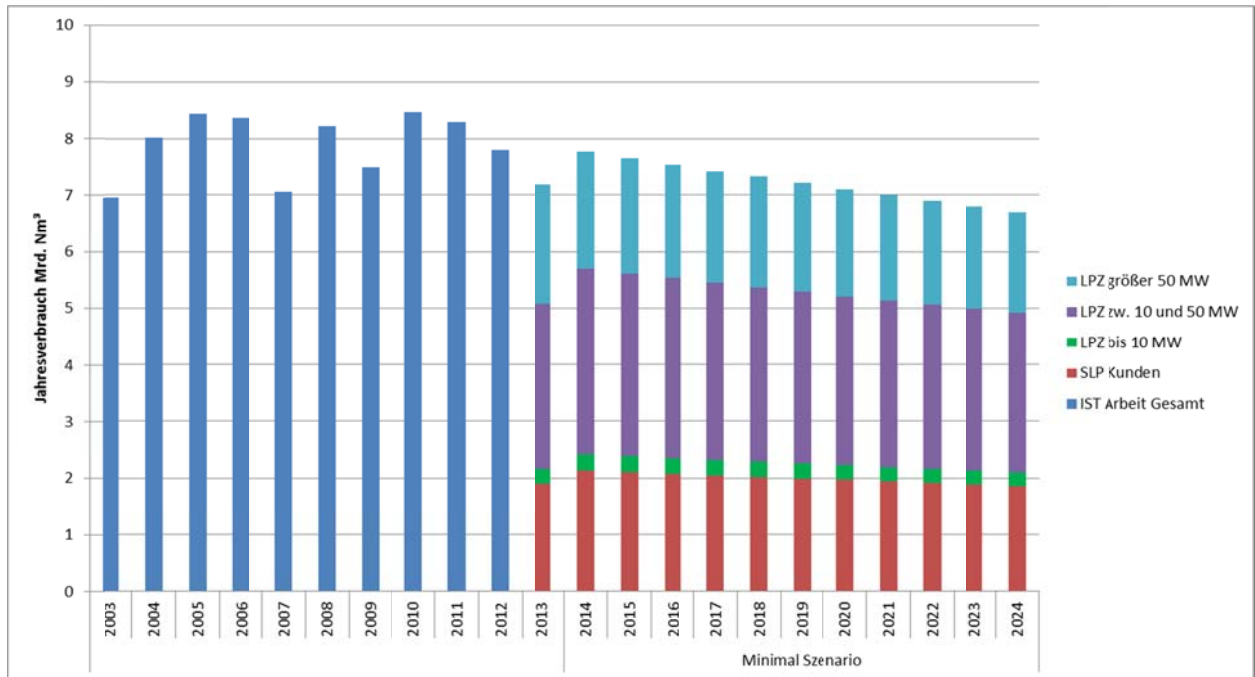
Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Diagramm 6: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Maximal Szenario, Jahresverbrauch



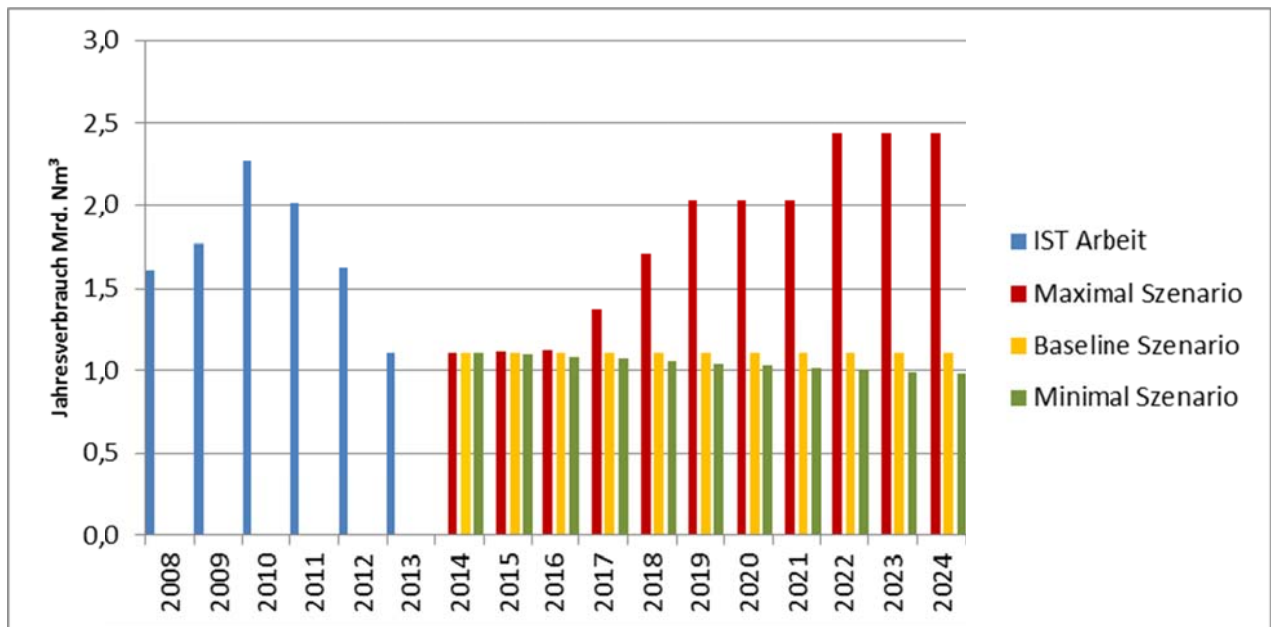
Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Diagramm 7: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Minimal Szenario, Jahresverbrauch



Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Diagramm 8: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Kraftwerke, Jahresverbrauch



Quelle: AGGM/NK-K, 2014

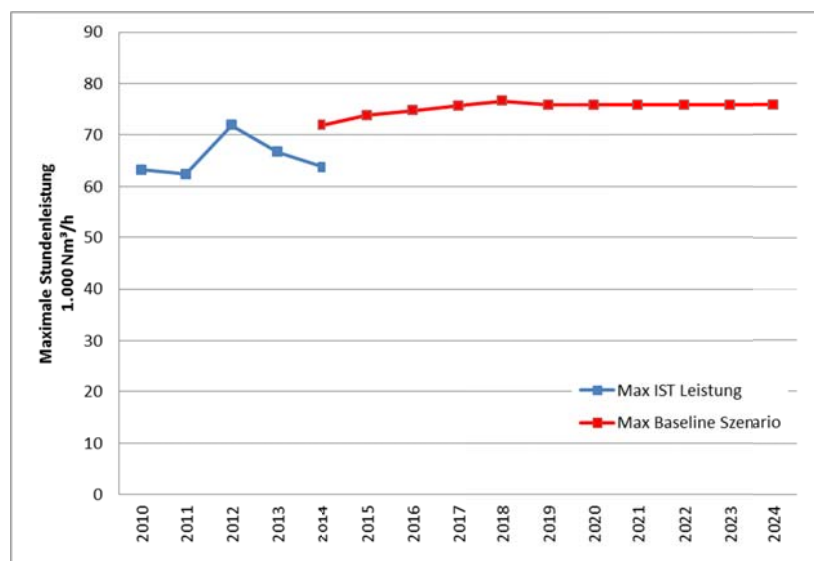
Marktgebiet Vorarlberg

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 zurückzuführen. In den beiden letzten Wintern war der Endkundenabsatz temperaturbedingt niedriger. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2014 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 herangezogen.

Die vom Netzbetreiber angegebenen Absatzsteigerungen in den Jahren 2014 bis 2018 sind sehr moderat. 2019 wird ein leichter Rückgang gemeldet. Die Absatzprognose für das Marktgebiet Vorarlberg ist in Diagramm 9 dargestellt.

Die hier dargestellte Absatzprognose gibt einen guten Überblick über die Entwicklung des Gasabsatzes in Vorarlberg. Aus der maximalen 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 der derzeitigen Kapazität Vorarlberg sicher versorgen zu können.

Diagramm 9: Absatzprognose für das Marktgebiet Vorarlberg, maximale Stundenleistung



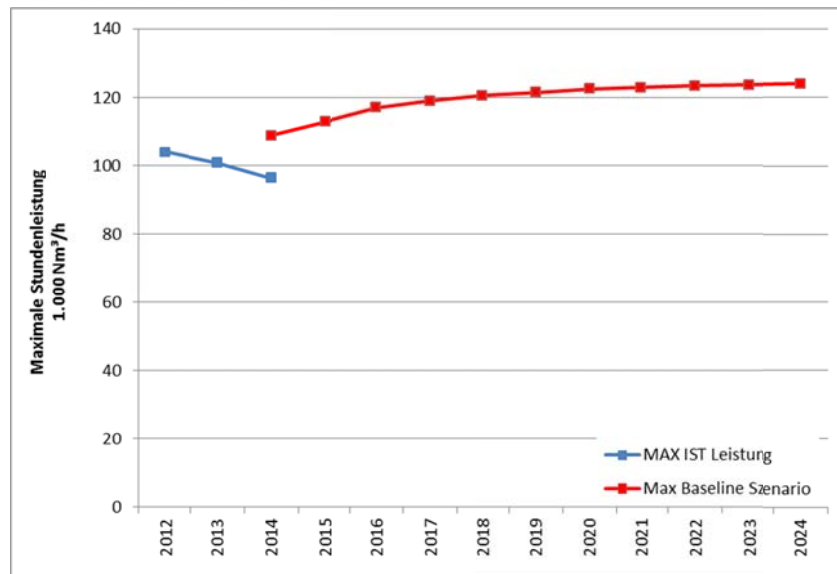
Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Marktgebiet Tirol

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

Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 104.000 Nm³/h wurde in Tirol im Februar 2012 gemessen. Im Zeitraum Februar 2012 bis Juni 2014 sind Neukunden in der Größenordnung von 200.000 kWh/h (ca. 17.800 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2015 bis 2024 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Diagramm 10: Absatzprognose für das Marktgebiet Tirol, maximale Stundenleistung



Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Die Absatzprognose für das Marktgebiet Tirol ist in Diagramm 10 dargestellt. Auffallend in Diagramm 10 ist die fallende „MAX IST Leistung“, dies ist jedoch auf die milden Winter 2012/13 und 2013/14 zurückzuführen. Daten für 2010 und 2011 stehen nicht zur Verfügung, somit konnte keine längere historische Betrachtung durchgeführt werden. Die Konsequenzen aus den steigenden Absatzdaten sind in Kapitel 4.8 dargestellt.

2.2.2 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

2.2.2.1 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 dynamisch zuordenbare 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 7.480.875 kWh/h DZK zur Verfügung, davon sind 2.801.070 kWh/h (quasi) gesicherte und 4.679.805 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

Mit der terranets bw wird ein Kapazitätsvertrag mit dem Übergabepunkt RC Lindau/Leiblach vereinbart. Die Kapazität für die Versorgung der Endkunden in Vorarlberg beträgt 820.000 kWh/h FZK.

Kapazitätsvertrag bayernnets

Bayernets bietet für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK an. Darüber hinaus kann unterbrechbare Kapazität gebucht werden.

AGGM wird für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine strukturierte Jahresbuchung für das Gasjahr 2015 durchführen. In den Sommermonaten wird eine Kapazität von 560.000 kWh/h FZK gebucht. In den Wintermonaten wird eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK gebucht. In den Übergangsmonaten Oktober und April wird eine Kapazität von 840.000 kWh/h FZK gebucht.

Diese Kapazität reicht nicht aus um eine jederzeitige sichere Versorgung von Tirol sicherzustellen. Siehe dazu Kapitel 4.8.

2.2.2.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage GmbH, RAG Energy Storage GmbH, Wiener Erdgasspeicher GmbH, E.ON Gas Storage GmbH), die Kapazitätsbuchungen vorgenommen haben. Weitere 2 Speicherunternehmen (astora, Gazprom export) haben Kapazitätserweiterungsanträge gestellt.

Die vorgenommenen Kapazitätsbuchungen sind in Tabelle 2 dargestellt. Derzeit sind 23.319.001 kWh/h Standardkapazität Entry, 15.079.857 kWh/h Standardkapazität Exit, 1.228.422 kWh/h unterbrechbare Kapazität Entry und 3.523.300 kWh/h unterbrechbare Kapazität Exit gebucht.

Tabelle 2: Speichieranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.4.2014

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort	NB	Netzzugangs- berechtigter	EIC	EIC-Alias	Kapazität			
					SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
Speicher								
Betriebs- und Geschäftsgeheimnis								
Summe								

Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2014 wurde in Summe ein zusätzlicher Entry Bedarf von ca. 1.500.000 kWh/h und ein zusätzlicher Exit Bedarf von 2.800.000 kWh/h gemeldet, der nicht in Form von Kapazitätserweiterungsanträgen eingebracht wurde. Dieser zusätzliche Bedarf wird nicht explizit in der LFP 2014 berücksichtigt, aber als Signal des Marktes für zusätzliche Kapazität gewertet.

2.2.2.3 Inlandsproduktion

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV und die RAG AG. Die Summe der Kapazitätsbuchungen der Produktionsanlagen beträgt 1.920.107 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 3).

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.

Tabelle 3: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.4.2014

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort	NB	Netzzugangs- berechtigter	EIC	EIC-Alias	Kapazität			
					SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
					kWh/h	kWh/h	kWh/h	kWh/h
Produktion								
Betriebs- und Geschäftsgeheimnis								
Summe								

Quelle: AGGM/NK-K, 2014

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2014 hat die OMV 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].

2.2.2.4 Biogasproduktion

Derzeit sind in Österreich 10 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 22.330 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 1.4.2014

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort	NB	EIC	EIC-Alias	Kapazität			
				SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
Biogas							
Betriebs- und Geschäftsgeheimnis							
Summe							

Quelle: AGGM/NK-K, 2014

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.

2.2.2.5 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

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

2.3 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2013

In Tabelle 5 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2013 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 5: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2013

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status
2007/9	Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) - Landesgrenze ST/K	ENS	2018	zurückgezogen
2007/10	Leitungssegment Landesgrenze ST/K - TAG Übergabestation Ebenthal	KNG	2018	zurückgezogen
2007/11	Leitungssegment Auersthal - Hart	Netz NÖ	9/2012	umgesetzt
2008/1	Leitungssegment Puchkirchen - Friedburg/Haidach	OÖFNG	12/2013	umgesetzt
2010/3	Leitungssegment Zagling - Kühshinken	OÖFNG	12/2013	umgesetzt
2011/5	Leitungssegment Friedburg/Haidach - Speicher Haidach	OÖFNG	12/2013	umgesetzt
2012/1	Kapazitätserhöhung Filterseparator Speicher Puchkirchen	OÖFNG	5/2013	umgesetzt
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	1/2016	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	1/2016	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	OÖFNG	9/2014	in Umsetzung
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	OÖFNG	14 Monate ab KEV	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/6	Adaptierung Station Ebenthal	GCA	1/2014	umgesetzt
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	12/2015	in Umsetzung

Quelle: AGGM/NK-K/2014

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, auf Anfrage bei den Netzbetreibern ermittelt.

Projekt 2007/9: Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) – Landesgrenze ST/K

Das Projekt wurde vor allem auf Basis des Kapazitätserweiterungsantrages für das Kraftwerk Klagenfurt entwickelt. Im Juni 2014 wurde der Kapazitätserweiterungsantrag zurückgezogen. Das Projekt ist somit nicht mehr erforderlich und wird zurückgezogen.

Projekt 2007/10: Leitungssegment Landesgrenze ST/K – TAG Übergabestation Ebenthal

Das Projekt wurde vor allem auf Basis des Kapazitätserweiterungsantrages für das Kraftwerk Klagenfurt entwickelt. Im Juni 2014 wurde der Kapazitätserweiterungsantrag zurückgezogen. Das Projekt ist somit nicht mehr erforderlich und wird zurückgezogen.

Projekt 2007/11: Leitungssegment Auersthal – Hart

Das Projekt ist technisch fertiggestellt. Der Bescheid für den dauerhaften Betrieb liegt seit Ende Juli 2014 vor.

Projekt 2008/1: Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach

Das Projekt ist technisch fertiggestellt. Für das Teilsegment Puchkirchen – Frankenmarkt/Kühschinken liegt die Genehmigung für den dauernden Betrieb seit Anfang 2014 vor. Dieses Leitungssegment befindet sich seit diesem Zeitpunkt im Echtbetrieb und dient der Anbindung der Speicher in Zagling (7 Fields, Nussbaum). Um Genehmigung für den dauernden Betrieb, betreffend den Abschnitt Frankenmarkt/Kühschinken – Friedburg/Haidach, wurde im Mai 2014 bei der gaswirtschaftsrechtlichen Behörde angesucht. Der Bescheid für den dauerhaften Betrieb liegt seit Ende Juli 2014 vor.

Projekt 2010/3: Leitungssegment Zagling – Kühschinken

Das Projekt ist umgesetzt. Das Leitungssegment ist bereits seit 1.1.2014 im regulären Betrieb.

Projekt 2011/5: Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach

Das Leitungssegment ist technisch fertiggestellt. Um Genehmigung für den dauernden Betrieb wurde im Mai 2014 bei der gaswirtschaftsrechtlichen Behörde angesucht. Der Bescheid für den dauerhaften Betrieb liegt seit Ende Juli 2014 vor.

Der Zeitpunkt für die tatsächliche Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilernetz ist derzeit offen.

Projekt 2012/1: Kapazitätserhöhung Filterseparator Speicher Puchkirchen

Das Projekt ist umgesetzt. Die Filterseparatoren wurden im Herbst 2013 eingebaut und in Betrieb genommen. Einzelne Finisharbeiten sind noch vorzunehmen.

Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal

Das Projekt ist seitens GCA fertig projektiert. Die Ausbauschwelle wurde jedoch noch nicht erreicht, somit wird das Projekt noch nicht umgesetzt.

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

Die GCA hat in Abstimmung mit AGGM das Projekt ausgearbeitet. Die Ausbauschwelle wurde noch nicht erreicht, somit wird das Projekt noch nicht umgesetzt.

Projekt 2012/4: Adaptierung Station Ebelsberg

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung und im Zeitplan. Mit den betreffenden Rohrbau- und Erdbauarbeiten wurde im Mai 2014 begonnen. Das Projekt wird im September 2014 umgesetzt sein.

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

Die Druckanhebung im Netz der OÖFNG ist erforderlich, um eine möglichst hohe Entry-Kapazität für die Speicher im Netz der OÖFNG ausweisen zu können. Die Ausbauschwelle für dieses Projekt wurde noch nicht erreicht.

Projekt 2012/6: Adaptierung Station Ebenthal

Das Projekt wurde bereits im November 2013 umgesetzt und ist in Betrieb.

Projekt 2013/1: Adaptierung Station St. Margarethen

Das Projekt ist in Umsetzung. Derzeit wird an der Konzepterstellung für die technische Ausführung und Einbindung gearbeitet. Das Projekt befindet sich im Kosten- und Zeitplan.

2.4 Leitungsnetz Stand 8/2014

Im Anhang 3 ist eine schematische Karte der Ebene 1 Anlagen der Verteilernetze mit dem Stand 8/2014 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]*.

2.5 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 dem Marktgebietsmanager hat die AGGM den Infrastrukturstandard gemäß Artikel 6 für das Marktgebiet Ost erhoben.

Tabelle 6: Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	275,1	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	205,2	∑ Entry Baumgarten (GCA, BOG, TAG; www.gasconnect.at)
Oberkappel	21,8	(www.gasconnect.at)
Überackern	10,1	www.gasconnect.at, Entry-Wert für Sudal
Arnoldstein	37	(www.gasconnect.at)
Freilassing&Laa/ Thaya	0,9	AGGM/28.02.2014: techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht
Pm	4,1	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	3,36	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Produktion RAG	0,74	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Sm	47,8	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	31,1	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Speicher RAG ES	13,4	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	3,27	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Haidach VL	0	dz. keine Verbindung
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	205,2	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,9	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analyseierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)
N - 1 [%]	235%	

* Einspeisekapazität ist bereits am Punkt Überackern inkludiert

Quelle: bmwfw (Erhebung im Rahmen der Risikobewertung), MGM, AGGM

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 235%. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung von > 100% gerecht wird.

In der LFP 2013 lag das Ergebnis der N-1 Formel bei 233%. Die geringfügige Steigerung ist vor allem auf die Erhöhung der Einspeisekapazität aus dem Speicher 7 Fields 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 Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde. Projekte, für die kein Netzausbauvertrag erforderlich ist (keine Ausbauschwelle) werden ebenfalls mit dem jeweiligen Fertigstellungsgrad berücksichtigt.

3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2015

Alle für das Jahr 2015 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, bis auf die Endkunden im Marktgebiet Tirol, jederzeit versorgt werden. Die folgenden aufgeführten Kapazitätsengpässe beziehen sich auf zusätzliche Netznutzer.

Kapazitätsengpassbereich Speicher Entry Cluster West – Exit Fernleitung, Westleitung

Netzzuganganträge für Endkunden entlang der Westleitung als auch Netzzuganganträge für die Speicher Puchkirchen, 7 Fields und Haidach konnten aufgrund von Kapazitätsengpässen im West-System nicht zugesagt werden. Die daraufhin gestellten Kapazitätserweiterungsanträge sind in Kapitel 4.2 angeführt. Durch die Fertigstellung der Projekte 2007/11 „Leitungssegment Auerthal Hart“, 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“, 2010/3 „Leitungssegment Zagling – Kühschinken“ und 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ können alle Endkundenanträge und etliche Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen zugesagt werden. Weitere Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen können mit der Realisierung der Projekte 2012/5 „Druckanhebung Oberösterreich“, 2012/2 „Reverseflow Auerthal“ und 2012/3 „Exit Kapazität Baumgarten“ zugesagt werden. Für diese Projekte ist jedoch die Ausbauschwelle noch nicht erreicht. Eine Ausnahme stellt der KEA der Gazprom export für zusätzliche Exit Kapazität für den Speicher Haidach dar (siehe auch Kapitel 4.5.4.5).

Aus technischen Gründen ist die Rückspeisekapazität vom Verteilernetz in das Fernleitungsnetz begrenzt. Auch im Winter 2013/14 wurden durch die hohen Ausspeicherraten der Speicher bis zu 340.000 Nm³/h vom Verteilernetz in das Fernleitungsnetz übergespeist. Derzeit steht eine Exit-Kapazität in Baumgarten von 360.000 Nm³/h FZK zur Verfügung. Durch die Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach kann mit einer erhöhten Nachfrage gerechnet werden. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.6.

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 des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche Einspeisekapazität für Tirol zu beschaffen. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.8.

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 4.4 beschrieben.

3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2016 bis 2024

Weitere als im vorigen Kapitel beschriebene Kapazitätsengpassbereiche wurden für die Jahre 2016 bis 2024 nicht festgestellt.

Aus derzeitiger Sicht können mit der fertiggestellten Südleitung und der fertiggestellten Westleitung und dem Verdichter in Baumgarten alle Kapazitätsbedarfe gedeckt werden.

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

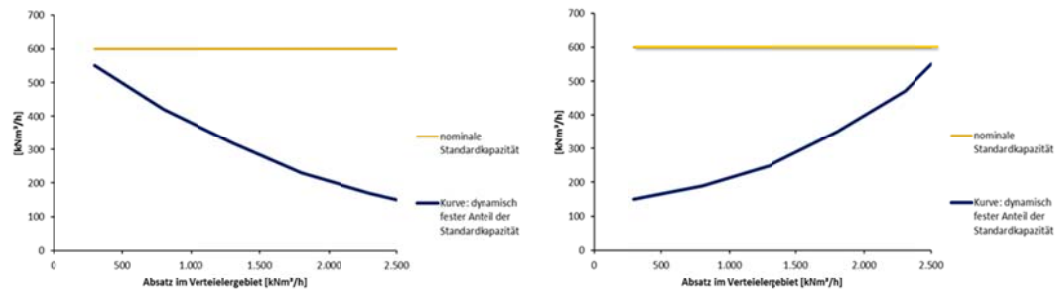
Tritt hingegen das in der Absatzprognose definierte Maximal Szenario oder das Minimal Szenario ein, so hat dies Konsequenzen für die Speicherunternehmen. Die Konsequenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

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 und diese von AGGM weiterhin im Auge zu behalten ist.

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/NK-K/2014

4 Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite

4.1 Zuordnungstabelle Projekt – Projektbegründung

Zum Zweck der leichteren Lesbarkeit des Berichtes wurde in Tabelle 7 für jedes Projekt der Langfristigen Planung 2014 das entsprechende Kapitel zugeordnet, indem die Begründung für dieses Projekt zu finden ist.

Tabelle 7: Zuordnungstabelle Projekt – Kapitel Projektbegründung

Nr.	Projekt	Projekt-träger	Begründung
Weiterführung von bereits genehmigten Projekten			
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	OÖFNG	Kapitel 4.5: Kapazitätssituation der Speicher in Oberösterreich
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	Kapitel 4.7: Adaptierung der Station St. Margarethen
Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen			
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Kapitel 4.6: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Kapitel 4.6: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	OÖFNG	Kapitel 4.5: Kapazitätssituation der Speicher in Oberösterreich
Projekte, die zurückgezogen werden			
2007/9	Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) - Landesgrenze ST/K	ENS	Kapitel 4.9: Zurückziehen der Projekte für die Kärntenleitung
2007/10	Leitungssegment Landesgrenze ST/K - TAG Übergabestation Ebenthal	KNG	Kapitel 4.9: Zurückziehen der Projekte für die Kärntenleitung
Neue Projektanträge			
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	Kapitel 4.4: Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf

Quelle: AGGM/NK-K/2014

4.2 Zuordnung der Kapazitätserweiterungsanträge zu eingereichten Projekten

Im folgenden Kapitel werden die eingebrachten aktuellen Kapazitätserweiterungsanträge in Beziehung zu den eingereichten Projekten der Langfristigen Planung 2014 gestellt, um die Konsequenzen der Entscheidung über die Ausbaumaßnahme transparent darzustellen.

Mit Hilfe der „Antrags ID“ (erste Spalte der Tabelle 8 und Tabelle 9) kann die Verbindung bzw. die wechselseitige Bedingtheit zwischen den Kapazitätserweiterungsanträgen und den Ausbaumaßnahmen hergestellt werden.

Tabelle 8: Kapazitätserweiterungsanträge

Antrags-ID	eingelangt am	Ein-/Auspeisepunkt PLZ - Ort Code	EIC	Richtung	Transport ab (Wunsch Kunde)	Transport bis (Wunsch Kunde)	Kapazität	Kapazitäts- produkt	voraussichtlicher Transportbeginn	KEA Status
	Datum				Datum	Datum	kWh/h		Datum	
1358	23.03.2007	3435 - Zwentendorf			01.08.2008	01.01.4000	1.230.900		01.10.2014	VJ
1359	23.03.2007	3435 - Zwentendorf			01.01.2025	01.01.4000	1.007.100		01.10.2014	VJ
1360	23.03.2007	3494 - Theiss			01.08.2008	01.01.4000	503.550		01.10.2014	VJ
1361	23.03.2007	2100 - Korneuburg			01.08.2008	01.01.4000	167.850		01.10.2014	VJ
1362	01.02.2008	25W-SPPUCHK-RAGA		Exit	01.04.2013		1.119.000	SK	01.01.2014	KJ
1363	08.04.2008	5120 - St. Pantaleon			01.07.2012	31.07.2050	839.250		01.10.2014	PJ
1364	28.04.2010	5020 - Salzburg			01.10.2010	01.01.4000	134.280		01.10.2014	PJ
1427	15.04.2011	25W-SPHAID-AST-Z		Entry	01.01.2012		715.041	SK	01.10.2014	PJ
1428	15.04.2011	25W-SPHAID-AST-Z		Exit	01.01.2012		715.041	SK	01.10.2014	PJ
1429	31.05.2011	25W-SPHAID-AST-Z		Entry	01.01.2012		559.500	SK	01.10.2014	PJ
1430	31.05.2011	25W-SPHAID-AST-Z		Exit	01.01.2012		559.500	SK	01.10.2014	PJ
1431	29.11.2011	25W-SP7FZA-EGS-6		Entry	15.11.2011		170.848	SK	01.10.2014	PJ
1432	29.11.2011	25W-SP7FZA-EGS-6		Entry	15.11.2011		501.674	SK	erreichte Ausbauschwelle + 24 Monate	PJ
1433	29.11.2011	25W-SP7FZA-EGS-6		Exit	15.11.2011		495.224	SK	01.10.2014	PJ
1434	29.11.2011	25W-SP7FZA-EGS-6		Exit	15.11.2011		176.176	SK		LJ
1435	17.01.2012	25W-SPHAID-GAZ-M		Entry	01.01.2014		1.734.450	SK	erreichte Ausbauschwelle + 24 Monate	PJ
1436	28.03.2012	25W-SPHAID-GAZ-M		Exit	01.01.2014		1.734.450	SK		LJ

Quelle: AGGM/NK-K/2014

Tabelle 9: Zuordnung Kapazitätserweiterungsanträge - Netzausbaumaßnahmen

Netzbetreiber	Projekte						
	Netz Niederösterreich GmbH	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH	Gas Connect Austria GmbH	Gas Connect Austria GmbH	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH
Projekt Nr. / Ausgabe	2007/11	2008/01	2011/05	2012/02	2012/03	2012/04	2012/05
Projektname	Leitungssegment Auersthal – Hart	Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg / Haidach	Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach	Reverseflow Auersthal	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	Adaptierung Station Ebelsberg	Druckanhebung Oberösterreich
Status	umgesetzt	umgesetzt	umgesetzt	Ausbauschwelle nicht erreicht	Ausbauschwelle nicht erreicht	in Umsetzung	Ausbauschwelle nicht erreicht
Fertigstellung aus derzeitiger Sicht	31.07.2014	31.07.2014	31.07.2014	Umsetzungsdauer 24 Monate	Umsetzungsdauer 24 Monate	30.09.2014	Umsetzungsdauer 18 Monate
1358	x						
1359	x						
1360	x						
1361	x						
1362	x						
1363	x	x					
1364	x	x					
1427	x	x	x	o	o	+	
1428	x	x	x				
1429	x	x	x	o	o	+	
1430	x	x	x				
1431	x	x		o	o	+	
1432	x	x		o	o	+	x
1433	x	x					
1434	x	x					
1435	x	x	x	o	o	+	x
1436	x	x	x				
		x	erforderliches Projekt				
		o	verbessert die Qualität der Standardkapazität				
		+	verbessert die Steuerungsfähigkeit des Linzer Ringes				

Quelle: AGGM/NK-K/2014

Einem Kapazitätserweiterungsantrag kann nur dann stattgegeben werden, wenn die entsprechenden Ausbaumaßnahmen genehmigt wurden. Selbst wenn noch nicht alle Kapazitätserweiterungsanträge, für die das Ausbauprojekt entwickelt wurde, in einem Kapazitätserweiterungsvertrag verbindlich gemacht wurden, soll eine Ausbaumaßnahme bereits umgesetzt werden können. Deshalb wurden bei den Projekten Ausbauswellen eingeführt. Wenn durch den verbindlichen Abschluss von Kapazitätserweiterungsverträgen die Ausbauschwelle erreicht wurde, soll die AGGM die Berechtigung haben, die mit den ausbauenden Netzbetreibern abgeschlossenen Netzausbauverträge verbindlich zu erklären und damit den Baubeginn auszulösen.

Die Ausbauswellen werden so gewählt, dass nach dem Abschluss der Kapazitätserweiterungsverträge mit den wesentlichen Absatzprojekten die Ausbaumaßnahmen gestartet werden können.

4.3 Umsetzung der Feasibility Study 07

Im Rahmen der Feasibility Study 07 (Studienabschluss Mai 2007) wurde eine Neukonzeption des Verteilernetzes für das Marktgebiet Ost vorgenommen, mit dem Ziel, alle zu diesem Zeitpunkt feststellbaren Kapazitätsengpässe zu lösen.

Das Ergebnis war die Neuerrichtung einer Süd- und einer Westleitung, Ausbaumaßnahmen im PVS, und die Errichtung eines Kompressors in Baumgarten.

Seit der Erstellung der Feasibility Study 07 haben sich aufgrund geänderter Umstände Adaptierungen, Konkretisierungen und auch neue Anforderungen bezüglich der zu bewältigenden Absätze und der voraussichtlichen Einspeisungen ergeben.

Bereits in der Planung der neuen Netzkonfiguration wurde großer Wert auf einen flexiblen Einsatz der neuen Infrastruktur gelegt, um auch geänderten Anforderungen gerecht zu werden.

Das in der Feasibility Study 07 geplante Ausbauprogramm wurde im Sommer 2014 mit der Fertigstellung der Westleitung und den Ausbaumaßnahmen im Netz der OÖFNG abgeschlossen. Durch die Umsetzung der Projekte hat das Verteilernetz ein neues leistungsfähiges Rückgrat bekommen.

4.4 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 Verteilergebietes. Die Aufrechterhaltung des hohen Drucks in der Südleitung bedingt, dass die Linepacknutzung der Südleitung nur in einem eingeschränkten Bereich erfolgen kann. Ein hohes Linepackpotential ist jedoch für die Gasflusssteuerung von hohem Interesse, da vor allem durch die Tagesbilanzierung eines weiten Endkundenkreises das Verteilernetz die stündliche Unausgeglichenheit zwischen Einspeisung in das Netz und Absatz ausgleichen muss. Eine Reduktion des Druckverlustes zwischen der neuen Südleitung und der Ausgangsseite der Station Wilfleinsdorf trägt wesentlich zur Erhöhung des nutzbaren Linepacks bei. Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, jedenfalls den Druckverlust zwischen der neuen Südleitung und der Ausgangsseite der Station Wilfleinsdorf zu reduzieren.
- ▶ Der erste Teil der Leitung Richtung Wilfleinsdorf (vom Schieberhaus Mitterndorf bis Mannersdorf) wurde im Jahr 1957 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 werden im Projekt 2014/1 beantragt.

Abbildung 3: Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf

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

Quelle: AGGM/NK-K/2014

4.5 Kapazitätssituation der Speicher in Oberösterreich

Entry-Kapazitäten

Im Kapazitätsausweis 2014 für das Verteilergesamt Ost (veröffentlicht in der Langfristigen Planung 2013) wurde ein Entry Potential von in Summe 10.382.388 kWh/h Standardkapazität für die Speicher in Oberösterreich ausgewiesen. Aufgrund der geringeren Kapazitätsbuchung für die Produktion in Oberösterreich und Salzburg im Rahmen der Jahresbestellung 2014 konnte die Entry Kapazität für die Speicher in Oberösterreich auf 10.535.132 kWh/h erhöht werden. Von den 10.535.132 kWh/h wurden 9.260.591 kWh/h gebucht. Der Rest der Kapazität (es handelt sich um die Kapazitätserweiterungsanträge des Speicherunternehmens astora) konnte aufgrund der Verzögerung der Projekte 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“ 2. Bauabschnitt und 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ nicht vergeben werden. Die Verzögerung der Fertigstellung der beiden Projekte hatte jedoch keine Auswirkung auf den Markteintritt des Speicherunternehmens astora, da die Errichtung der Übergabemessstation zum Speicher Haidach, die in den Verantwortungsbereich des Joint Venture Speicher Haidach fällt, bis dato nicht errichtet wurde.

Nach Fertigstellung der Projekte 2007/11 „Leitungssegment Auersthal – Hart“ (West 4 Leitung), 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“ (HDL 100) und 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ (HDL 100V) kann in Summe eine Entry Standardkapazität von 10.705.980 kWh/h ausgewiesen werden.

Um alle Kapazitätserweiterungsanträge zusagen zu können, muss das Projekt 2012/5 „Druckanhebung Oberösterreich“ umgesetzt werden. Aus heutiger Sicht wird dann eine Kapazität von 12.985.115 kWh/h ausgewiesen werden können.

Das Projekt 2012/4 „Adaptierung Ebelsberg“ dient zur Druckabsicherung des Linzer Ringes und wird voraussichtlich bis Ende September 2014 fertiggestellt. Die Kapazitätserweiterungsanträge, welche auf Basis der Fertigstellung der Projekte West 4 Leitung, HDL 100 und HDL 100V zugesagt werden, können auch bei noch nicht umgesetztem Projekt 2012/5 „Adaptierung Ebelsberg“ zugesagt werden.

Die Projekte 2012/2 „Reverseflow Auersthal“ und 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ erhöhen den festen Anteil der Standardkapazität vor allem im Bereich von geringen Absätzen im Verteilergesamt. Wird die Ausbauschwelle von diesen Projekten erreicht (Abschluss von Kapazitätserweiterungsverträgen oder Einreichung der Netzzugangsanträge), so werden diese Projekte umgesetzt.

Um die Übersicht über die gestellten Kapazitätserweiterungsanträge, die dafür erforderlichen Projekte inkl. deren geplante Fertigstellung und die dann zur Verfügung stehende Kapazität zu verbessern, erfolgt eine Zusammenstellung in Tabelle 10.

Tabelle 10: Entry-Kapazität für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte

Kapazitätserweiterungsanträge					West 4/3 HDL 100 / 2 HDL 100V Rev.AU/BM Station Ebelsberg Druckerhebung Oberösterreich							bereitstellbare Kapazität		
Antragsteller	Ein-/Ausspeisepunkt	Richtung	Kapazitäts-erhöhung	Kapazitäts-Produkt	2007/11	2008/1	2011/5	2012/2	2012/3	2012/6	2012/5	West 4/3 HDL 100/2 HDL 100V Station Ebelsberg	West 4/3 HDL 100/2 HDL 100V Station Ebelsberg Druckerhebung OÖFNG	
			kWh/h		31.07.2014	31.07.2014	31.07.2014	Umsetzung 24 Monate		01.10.2014	Umsetzung 18 Monate	01.10.2014	erreichte Ausbauschwelle +18 Monate	
Status Quo 01.04.2014			Entry	SK								9.260.591	9.260.591	
astora	Haidach	Entry	715.041	SK		x	x	o		+		715.041	715.041	
astora	Haidach	Entry	559.500	SK		x	x	o		+		559.500	559.500	
EGS	7 Fields	Entry	170.848	SK	x			o		+		170.848	170.848	
EGS	7 Fields	Entry	501.674	SK	x			o		+	x		501.674	
Gazprom	Haidach	Entry	1.734.450	SK	x	x	x	o		+	x		1.734.450	
KEA			Entry	3.681.513								10.705.980	12.985.115	
					x	erforderliches Projekt								
					o	verbessert die Qualität der Standardkapazität								
					+	verbessert die Steuerungsfähigkeit des Linzer Ringes								

Quelle: AGGM/NK-K/2014

Exit-Kapazitäten

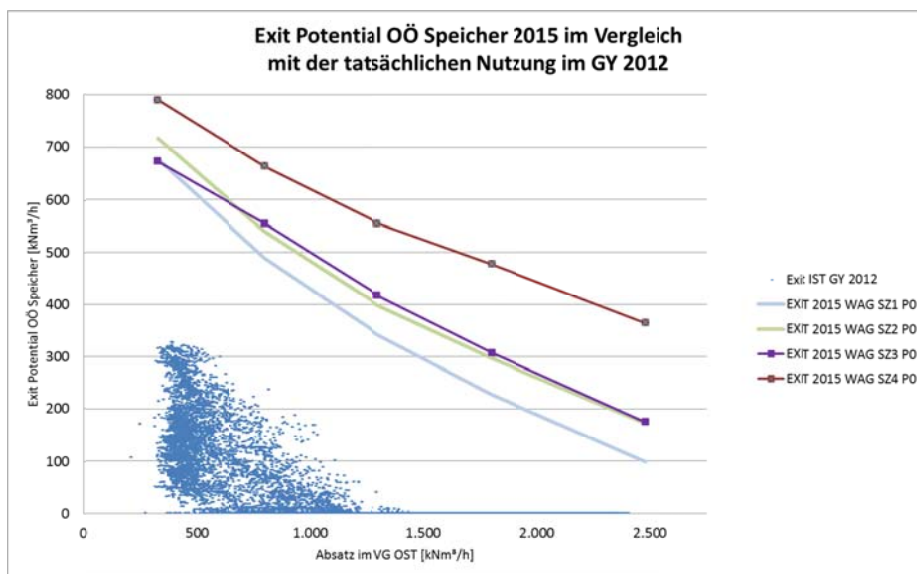
Im Kapazitätsausweis 2014 für das Verteilergesamt Ost (veröffentlicht in der Langfristigen Planung 2013) wurde ein Exit Potential von in Summe 652.000 Nm³/h (7.328.480 kWh/h) Standardkapazität für die Speicher in Oberösterreich ausgewiesen. Von den 7.328.480 kWh/h wurden 5.990.835 kWh/h gebucht. Der Netzzugangsantrag der RAG ES auf Basis des gestellten Kapazitätserweiterungsantrages in der Höhe von 1.119.000 kWh/h wird derzeit bearbeitet. Aufgrund der Verzögerung der Projekte 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“ 2. Bauabschnitt und 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ konnte die Kapazität in der Höhe von 218.645 kWh/h nicht vergeben werden. Die Verzögerung der Fertigstellung der beiden Projekte hatte jedoch keine Auswirkung auf den Markteintritt des Speicherunternehmens astora, da die Errichtung der Übergabemesstation zum Speicher Haidach, die in den Verantwortungsbereich des Joint Venture Speicher Haidach fällt, bis dato nicht erfolgt ist.

Nach Fertigstellung der Projekte 2007/11 „Leitungssegment Auersthal – Hart“ (West 4 Leitung), 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“ (HDL 100) und 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ (HDL 100V) kann in Summe eine Exit Standardkapazität von 8.879.600 kWh/h ausgewiesen werden (siehe auch Tabelle 11).

Diese Kapazität reicht nicht aus, um alle Anträge auf Kapazitätserweiterung zuzusagen. Wie jedoch bereits in der Langfristigen Planung 2013 (LFP 2013 S. 34f) ausgeführt, zeigt sich bei Betrachtung der tatsächlichen Einspeicherströme ein anderes Bild.

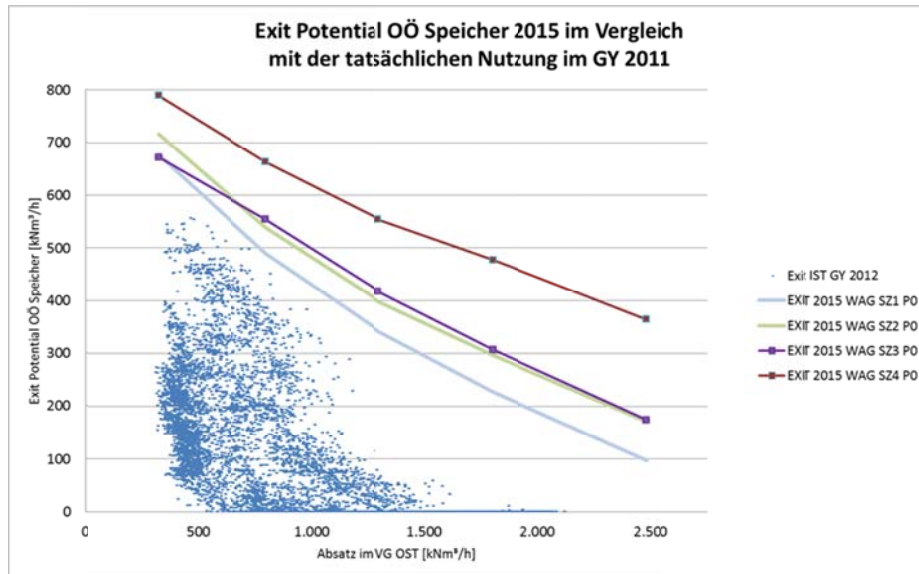
Im Rahmen des Projektes Pre-Feasibility-Study „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“ (LFP 2013 S. 39) wurde das Exit Potential für die oberösterreichischen Speicher für das Jahr 2015, unter der Annahme ermittelt, dass die Projekte West 4 Leitung, HDL 100, HDL 76 und HDL 100V umgesetzt sind. Das Exit Potential wurde den tatsächlichen Einspeicherströmen aus dem Gasjahr 2012 (Diagramm 11) und 2011 (Diagramm 12) gegenübergestellt. In Diagramm 11, Gasjahr 2012, ist ersichtlich, dass zu den tatsächlichen Einspeicherströmen im GY 2012 noch weitere ca. 360.000 Nm³/h (4.046.400 kWh/h) gesichert (Abstand zwischen Punktwolke und „worst case“ Kurve) und weitere ca. 120.000 Nm³/h (1.348.800 kWh/h) unterbrechbar transportiert werden können. Dies wäre ausreichend, um alle angefragten Kapazitäten beinahe gleichzeitig transportieren zu können. Im Gasjahr 2011 (Diagramm 12) wurde aufgrund des damals äußerst günstigen Gaspreises in Deutschland sehr viel Gas offensichtlich auf Basis von Handelsgeschäften (obere Punktwolke) eingespeichert. Das zusätzliche tatsächlich mögliche Exit Potential würde somit geringer ausfallen. Nimmt man eine mögliche Einschränkung (Bereich zwischen „best case“ und „worst case“ Kurve) von ca. 100 Stunden in Kauf, so können zumindest 240.000 Nm³/h (2.697.600 kWh/h) auf gesicherter Basis zusätzlich eingespeichert werden.

Diagramm 11: Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2012



Quelle: AGGM/BOG 2013

Diagramm 12: Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2011



Quelle: AGGM/BOG 2013

Bei Fertigstellung der Projekte West 4 Leitung, HDL 100, HDL 100V kann nur maximal die ausgewiesene Standardkapazität in der Höhe von (8.879.600 kWh/h) vergeben werden, wengleich unter realen Bedingungen (nicht alle Speicherunternehmen benötigen ihre Kapazität gleichzeitig) höhere Kapazitätsbedarfe gedeckt werden können.

Wie in Tabelle 11 (letzte Spalte) ersichtlich, können Kapazitätserweiterungsanträge in der Höhe von 1.910.626 kWh/h Standardkapazität (176.176 kWh/h Kapazitätserweiterungsantrag der E.ON Gas Storage und 1.734.450 kWh/h Kapazitätserweiterungsantrag der Gazprom) nicht zugesagt werden. Um auch diese Anträge formal zusagen zu können, müsste eine Verdichterstation im Raum Kronstorf errichtet werden, die jedoch nur zur absoluten Spitzenabdeckung eingesetzt werden würde.

Seitens AGGM wird empfohlen, einstweilen unterbrechbare Kapazität zu vergeben, und den tatsächlichen Einspeicherbedarf über einen Zeitraum von 2 Einspeicherperioden zu überwachen. Anschließend soll eine Neubewertung über eventuell zusätzlich erforderliche Infrastrukturprojekte durchgeführt werden.

Die Zuordnung von unterbrechbarer Kapazität ist vertretbar, da der Speicher 7 Fields sowohl an das österreichische als auch an das deutsche Fernleitungsnetz und der Speicher Haidach an das deutsche Fernleitungsnetz angebunden sind.

Aus diesen Gründen wird von der Einreichung eines Projektes zur Errichtung eines Verdichters im Raum Kronstorf abgesehen.

Tabelle 11: Exit-Kapazität für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte

Kapazitätserweiterungsanträge					Projekte					bereitstellbare Kapazität	
Antragsteller	Ein-/Ausspeisepunkt	Richtung	Kapazitäts-erhöhung	Kapazitätsprodukt	West 4 / 2	West 4 / 3	HDL 100/2	HDL 100V	CS Kronstorf	West 4/2	West 4/3 HDL 100/2 HDL 100V
					2007/11	2007/11	2008/1	2011/5			
					01.01.2014	31.07.2014	31.07.2014	31.07.2014	ca. 2018	01.01.2014	01.10.2014
			kWh/h							kWh/h	kWh/h
Status Quo 01.04.2014		Exit		SK						5.990.835	5.990.835
RAG ES	Puchkirchen	Exit	1.119.000	SK	x					1.119.000	1.119.000
astora 1/1	Haidach	Exit	218.645	SK	x		x	x		218.645	218.645
astora 1/2	Haidach	Exit	496.396	SK	x	x	x	x			496.396
astora	Haidach	Exit	559.500	SK	x	x	x	x			559.500
EGS	7 Fields	Exit	495.224	SK	x	x	x				495.224
EGS	7 Fields	Exit	176.176	SK	x	x	x		x		
Gazprom	Haidach	Exit	1.734.450	SK	x	x	x	x	x		
KEA			Exit	5.526.226						7.328.480	8.879.600

Quelle: AGGM/NK-K/2014

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

Ziel bei der Erstellung des Kapazitätsausweises ist es an den Produktions- und Speicher Entry Punkten eine möglichst hohe Standardkapazität mit einem möglichst hohen festen Anteil auszuweisen. Die auszuweisende Standardkapazität ist jedoch beschränkt, da es nur in der Station Baumgarten und nur in beschränktem Umfang physikalische Möglichkeiten gibt, Gas aus dem Verteilergbiet in die Fernleitungsebene zu transportieren.

Um einen möglichst hohen festen Anteil an der Standardkapazität ausweisen zu können, wurden in der LFP 2012 zwei Projekte eingereicht. Projekt 2012/2 „Reverseflow Auerthal“ sieht die bidirektionale Einrichtung der West 4 Messung in Auerthal vor. Das Projekt 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ sieht eine Erhöhung der Exit-Kapazität in Baumgarten vor. Durch die Umsetzung beider Maßnahmen wird die Kapazität für den physischen Gasfluss vom Verteilergbiet in die Fernleitungsebene erhöht.

Für diese Projekte wurde die Ausbauschwelle mit 300.000 Nm³/h festgelegt. Die Ausbauschwelle ist dann erreicht, wenn die Summe der Kapazitäten für die Kapazitätserweiterungsverträgen abgeschlossen wurden oder für die Netzzuganganträge eingebracht wurden die festgelegte Kapazitätsgrenze überschreiten. Bis dato wurden Netzzuganganträge von ca. 40.000 Nm³/h beantragt und genehmigt.

Durch Streichung der Ausbauschwelle für das Projekt 2011/5 kann bereits am Speicheranschlusspunkt Haidach Kapazität vergeben werden, ohne dass dafür ein Kapazitätserweiterungsvertrag abgeschlossen werden musste. Dieser nun fehlende

Kapazitätserweiterungsvertrag hätte bei den Projekten 2012/2 und 2012/3 ebenfalls zur Erreichung der Ausbauschwelle beigetragen.

Da bis dato von den Speicherbetreibern keine Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen wurden, die das Projekt zur Umsetzung geführt hätten, muss der in der LFP 2013 angegebene Fertigstellungszeitpunkt angepasst werden. Beide Projekte haben eine Umsetzungsdauer von 24 Monaten.

4.7 Adaptierung der Station St. Margarethen

Dieses Projekt wurde mit der Langfristigen Planung 2013 genehmigt und wird unverändert weitergeführt.

Derzeit ist die Übergabestation St. Margarethen mit 2 Mess-/ Regelstrecken mit einer Stationsverrohrung im Durchmesser 4 Zoll (Header und Mess-/ Regelstrecken) ausgeführt. Durchflusslimitierendes Element in der Station St. Margarethen ist der Durchmesser der Stationsverrohrung. Bei einer Durchflussmenge von 22.000 Nm³/h bei 50 barg Druck liegen die Gasströmungsgeschwindigkeiten über dem zulässigen Bereich. Eine Durchflussmenge von 22.000 Nm³/h wurde im Februar 2012 erreicht, wobei Großabnehmer im nachgelagerten Netz zu dieser Zeit zugesagte Kapazitäten von ca. 5.000 Nm³/h nicht in Anspruch genommen haben. Im Hinblick auf eine sichere Versorgung der Endkunden ist es erforderlich, die Kapazität der TAG Abzweigstation St. Margarethen zu erweitern. Bereits jetzt ist die Station St. Margarethen für Absätze in starken Kälteperioden unterdimensioniert. Der südoststeirische Raum um Gleisdorf und Jennersbach verzeichnet derzeit nach Angaben des Verteilernetzbetreibers ein stetiges Wirtschaftswachstum v.a. im Gewerbebereich. Entsprechend den Angaben des Verteilernetzbetreibers im Fragebogen zur LFP 2013 und auch zur LFP 2014 ist mit einem zusätzlichen mittelfristigen Absatzpotential von ca. 3.000 Nm³/h, somit in Summe mit ca. 30.000 Nm³/h zu rechnen. Aus diesem Grund wurde das Projekt 2013/1 „Adaptierung Station St. Margarethen“ in der LFP 2013 eingereicht.

Die Vorgaben zur Dimensionierung der Station ergeben sich aus der Leistungsfähigkeit der nächst höheren Dimensionierungsklasse. Es ist geplant, die Kapazität des Abzweigpunktes auf 45.000 Nm³/h bei 50 barg TAG Vordruck zu erhöhen.

Das Umbaukonzept sieht eine komplette Neuerrichtung der gastechnischen Einrichtungen mit einer Stationsverrohrung für die Header in der Dimension 8 Zoll und drei Mess-/Regelstrecken in der Dimension 4 Zoll vor.

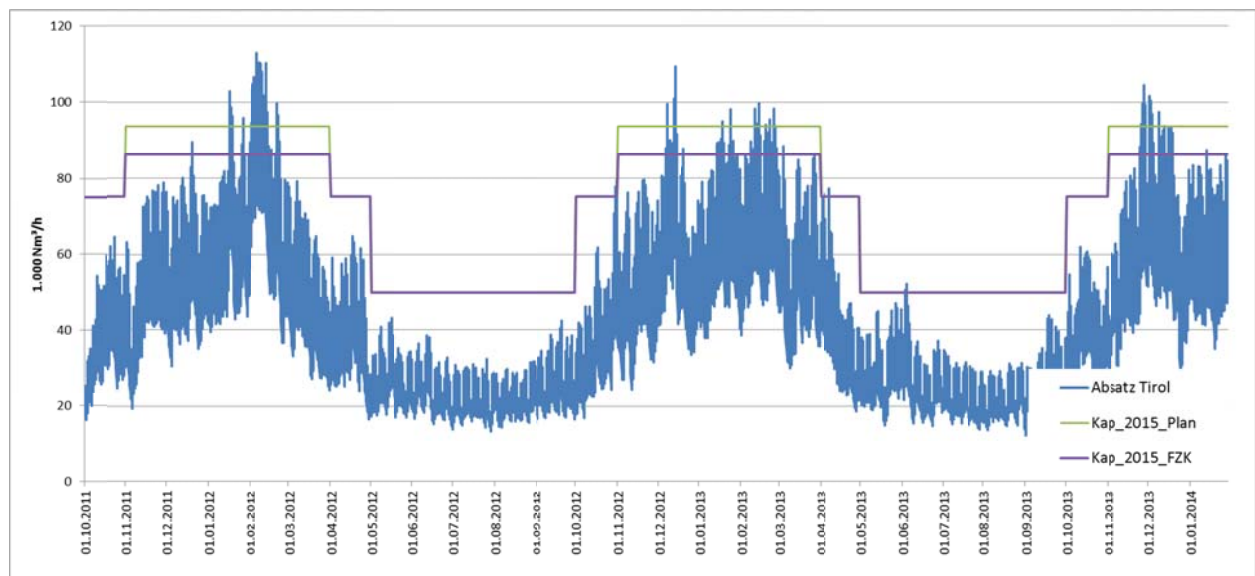
4.8 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol

Wie bereits in Kapitel 2.2.1.5 dargestellt, ist das Marktgebiet Tirol das Marktgebiet mit der höchsten Absatzdynamik in Österreich. Im Zeitraum Februar 2012 bis Juni 2014 sind Neukunden in der Größenordnung von 200.000 kWh/h (ca. 17.800 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2015 bis 2024 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 2015 eine strukturierte Buchung an diesem Grenzübergabepunkt wie folgt vorzunehmen. In den Sommermonaten wird eine Kapazität von 560.000 kWh/h FZK gebucht. In den Wintermonaten wird die gesamte buchbare Kapazität von 965.039 kWh/h FZK gebucht. In den Übergangsmonaten Oktober und April wird eine Kapazität von 840.000 kWh/h FZK gebucht.

Um zu prüfen, ob diese Einspeisekapazität für die Versorgung der Endkunden ausreicht wurde eine dynamische Modellrechnung durchgeführt. Dabei wurde auf den Temperatur-/Absatzverlauf der letzten drei Jahre, die seit Februar 2012 neu angeschlossenen Endkunden mit Ihrer Vertragsleistung, jahreszeitlich strukturiert und vermindert um einen Gleichzeitigkeitsfaktor, hinzugerechnet. Die sich daraus ergebende Absatzstruktur und die unterstellte Grenzübergabekapazitätsstruktur sind in Diagramm 13 dargestellt. Die blaue Linie kennzeichnet den Absatz in Tirol, die violette Linie stellt die strukturierte Kapazitätsbuchung der derzeit verfügbaren FZK Kapazität dar. Die grüne Linie stellt die von AGGM angestrebte Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten dar.

Diagramm 13: Absatz- und Kapazitätseingangsdaten für die Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol

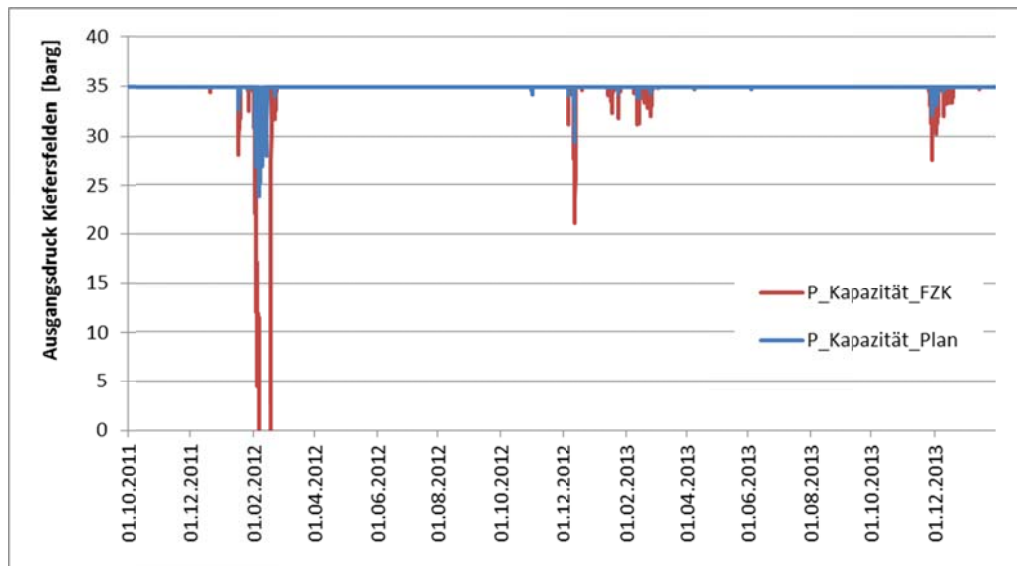


Quelle: AGGM/NK-K/2014

Unter Berücksichtigung des nutzbaren Linepacks im Marktgebiet Tirol wurde für die beiden in Diagramm 13 dargestellten Grenzübergabekapazitäten der Ausgangsdruck in der Station Kiefersfelden ermittelt. Die Ergebnisse sind in Diagramm 14 dargestellt. Die rote Linie kennzeichnet den Druckverlauf unter Berücksichtigung der derzeit buchbaren FZK Kapazität. Die blaue Linie kennzeichnet den Druckverlauf unter Berücksichtigung der von AGGM angestrebten zusätzlichen Kapazitätsbuchung. Zu sehen ist, dass in den Sommermonaten keine

Kapazitätsengpässe auftreten. Auch in milden Wintern wie in den Wintern 2012/13 und 2013/14 würde der Druck an der Ausgangsseite der Station Kiefersfelden nicht unter 20 barg fallen. In sehr kalten Wintern wie der Winter 2011/12 würde das Linepack im MG Tirol jedoch nicht ausreichen alle Endkunden mit der derzeit buchbaren FZK Kapazität zu versorgen. Mit der von AGGM zusätzlich vorgesehenen Kapazität in der Höhe von ca. 85.000 kWh/h FZK während der Wintermonate würden alle Endkunden in Tirol sicher versorgt werden können.

Diagramm 14: Ergebnis der dynamischen Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM/NK-K/2014

Derzeit ist jedoch keine zusätzliche FZK Kapazität an der Zone Kiefersfelden/Pfronten verfügbar, es kann lediglich unterbrechbare Kapazität zugekauft werden. Mit einer unterbrechbaren Einspeisekapazität können jedoch keine firm Netzzuganganträge im MG Tirol zugesagt werden.

Für die kurzfristige Kapazitätsbereitstellung stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- a) Absicherung der UK mit einer Lastflusszusage und Schaffung von temporärer FZK
- b) Vereinbarung eines Maßnahmenplanes gem. §25 GWG.

Zur Möglichkeit a): AGGM müsste bei bayernets eine entsprechende Lastflusszusage bestellen, bayernets würde diese Lastflusszusage ausschreiben, die Kosten wären vom Marktgebiet Tirol zu tragen. Diese Möglichkeit wäre einfach umzusetzen, es entstehen jedoch zusätzliche Kosten.

Zur Möglichkeit b): Im Rahmen eines Maßnahmenplanes gem. §25 GWG müssen Endkunden gefunden werden, die bereit sind, im Fall einer Einschränkung der unterbrechbaren Kapazität ihren Gasbezug zu reduzieren bzw. einzustellen. Diese Möglichkeit wäre kostenneutral umzusetzen. Die Hürde dieser Möglichkeit ist jedoch, dass ausreichend geeignete Endkunden gefunden werden müssen, die auch imstande sind ihren Gasbezug schnell reduzieren zu können.

Für die mittelfristige Kapazitätsbereitstellung werden derzeit zwei Möglichkeiten in Betracht gezogen:

- a) Errichtung einer Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol, durch die eine Deckung der Winterspitzen aus dem Marktgebiet Ost erfolgen kann. Diese Lösung würde gegebenenfalls eine redundante Versorgung des Salzburger Verteilernetzes über Tirol in den Sommermonaten ermöglichen. Derzeit betreibt die Salzburg Netz GmbH eine Naturgefahrenanalyse für ihr Leitungsnetz, aus der der Bedarf einer redundanten Anspeisung hervorgehen könnte.
- b) Durch Netzausbauten in Deutschland (Monaco Leitung) könnte ein zusätzliches Kapazitätsangebot in Kiefersfelden generiert werden.

Nach Vorliegen der Ergebnisse der Salzburger Naturgefahrenanalyse im Herbst 2014 wird eine Variantenbewertung nach wirtschaftlichen und versorgungstechnischen Kriterien vorgenommen.

4.9 Zurückziehen der Projekte für die Kärntenleitung

Am 8. Februar 2007 wurde von der Energie Klagenfurt GmbH ein Kapazitätserweiterungsantrag in der Höhe von 75.000 Nm³/h gestellt. Diesem Antrag lag das Projekt Gaskraftwerk Klagenfurt zu Grunde. Um die Kapazität für das Kraftwerk bereitstellen zu können war die Errichtung der Leitung von Bruck an der Mur nach Klagenfurt erforderlich. In der Langfristigen Planung 2007 wurden die Projekte 2007/9 „Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) – Landesgrenze ST/K“ und 2007/10 „Leitungssegment Landesgrenze ST/K – TAG Übergabestation Ebenthal“ eingereicht.

Nach einigen Höhen und Tiefen bei der Projektierung des Kraftwerkes hat der Kraftwerksbetreiber die Planung für das Kraftwerk eingestellt. Der Netzbetreiber hat daraufhin den Kapazitätserweiterungsantrag zurückgezogen.

Die Projekte 2007/9 und 2007/10 sind daher nicht mehr erforderlich und werden zurückgezogen.

5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2014

Aufgrund der im Kapitel 03 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 04 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 oder auf Basis von Kapazitätserweiterungsanträgen 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 (z.B. FS07), 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 2014 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

5.1 Fortführung von bereits genehmigten Projekten

In Tabelle 12 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus der Langfristigen Planung 2013 weitergeführt werden.

Tabelle 12: Fortführung von bereits genehmigten Projekten

<i>Weiterführung von bereits genehmigten Projekten</i>					
<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projektträger</i>	<i>geplante Fertigstellung</i>	<i>Status</i>	
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	OÖFNG	9/2014	in Umsetzung	NA
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	9/2015	in Umsetzung	NA

KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden
NA	Netzausbau im Hinblick auf künftige Kapazitätserweiterungsanträge

Quelle: AGGM/NK-K/2014

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

In Tabelle 13 sind jene Projekte aufgelistet:

- ▶ die bereits genehmigt sind, für die jedoch Abänderungsanträge eingebracht werden,
- ▶ die bereits genehmigt sind, die jedoch zurückgezogen werden und
- ▶ neue Projektanträge.

Bei den Projekten, die bereits genehmigt sind, für die jedoch Abänderungsanträge eingebracht werden, beziehen sich die Abänderungsanträge lediglich auf das Fertigstellungsdatum.

Tabelle 13: Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status	
Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen					
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	KEA
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	KEA
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	OÖFNG	Umsetzungsdauer 18 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	KEA
Projekte, die zurückgezogen werden					
2007/9	Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) - Landesgrenze ST/K	ENS	nicht relevant	zurückgezogen	KEA
2007/10	Leitungssegment Landesgrenze ST/K - TAG Übergabestation Ebenthal	KNG	nicht relevant	zurückgezogen	KEA
Neue Projektanträge					
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2018	in Genehmigung	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen
 KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden
 NA Netzausbau im Hinblick auf künftige Kapazitätserweiterungsanträge

Quelle: AGGM/NK-K/2014

5.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2014

In Tabelle 14 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2014 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 14: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2014

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

Projekte der LFP 2014						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung	Status	Änderung der KAPEX zur LFP 2013	KAPEX [Mio. €] [BGG]
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	OÖFNG	9/2014	in Umsetzung	nein	Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	12/2015	in Umsetzung	nein	
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	nein	
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	nein	
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	OÖFNG	Umsetzungsdauer 18 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	nein	
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2018	in Genehmigung	--	
Summe						
Projekte mit Status: in Umsetzung						
Projekte mit Status: dz. Ausbauschwelle nicht erreicht						
Projekte mit Status: in Genehmigung						

Quelle: AGGM/NK-K/2014

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2015

Der Kapazitätsausweis 2015 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 15: Kapazitätsausweis 2015

Kapazitätsausweis 2015					ausweisbare Kapazität 2015	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
Speicher						
Cluster Ost						
Speicher Wien	Winer Netze	Wiener Erdgasspeicher	25W-SPWIEN-WEG-J	955.400	955.400	
SP NÖ	GCA	OGSA	25W-SPNO-OMV---Z	13.104.000	8.133.622	
frei verfügbare Kapazität Cluster Ost				13.066.092	6.455.898	
Cluster West						
Thann	OÖFNG	OGSA	25W-SPTHAN-OMV-G	1.456.000	1.288.000	
Puchkirchen	OÖFNG	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA	5.818.800	5.095.000	
Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV	453.200	0	
7 Fields/Zagling	OÖFNG	EGS	25W-SP7FZA-EGS-6	1.703.439	1.222.059	
Nussbaum/Zagling	OÖFNG	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q	0	0	
Haidach	OÖFNG	astora	25W-SPHAID-AST-Z	1.274.541	1.274.541	
Haidach	OÖFNG	Gazprom	25W-SPHAID-GAZ-M	0	0	
frei verfügbare Kapazität Cluster West				0	0	
Summe				37.831.472	24.424.520	
Produktion						
virt. Summe	GCA	OMV	25W-PRODNO-OMV-5	1.377.656	-	
virt. Summe	Netz NÖ	OMV	AGGM-PRODEVN-OMV	194.291	-	
Puchkirchen	OÖFNG	RAG	AGGM-PRODPUC-RAG	70.500	-	
Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	RAG	AGGM-PRODFAH-RAG	97.350	-	
virt. Sonst	OÖFNG	RAG	25W-PRODOO-RAG-1	67.140	-	
virt. Summe	SNG	RAG	25W-PRODSBG-RAGE	110.781	-	
virt. Summe	Netz NÖ	RAG	25W-PRODNO-RAG-9	2.800	-	
Summe				1.920.518		
Biogas						
Asten	LINZ Gas Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ASTEN--T	5.595	-	
Bruck / Leitha	Netz NÖ	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-BRUCK--7	1.350	-	
Engerwitzdorf	OÖF	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ENGERW-W	2.240	-	
Salzburg Bio	SNG	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-EUGEND-J	840	-	
Steindorf	SNG	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STEIND-H	1.680	-	
Wr. Neustadt	Netz NÖ	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WRNEUSTH	1.635	-	
Lustenau	VEN	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-LUSTEN-G	2.500	-	
St. Margarethen	Netz NÖ	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-MARG--9	4.568	-	
Schlitters	TIGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-SCHLIT-A	785	-	
Leoben	STW Leoben	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-LEOB--W	937	-	
Summe				22.130		
Grenzübergabepunkt						
Laa	Netz NÖ		272G-LAA-CZ-AT-F	148.960	0	
Schärding	OÖFNG		212000000000259E	35.280	-	
Ach	OÖFNG		AGGM-Ach---DE-AT	3.360	-	
Simbach	OÖFNG		212000000000258G	-	50.400	
Freilassing	SNG		212000000000260T	280.000	0	
Laufen	SNG		212000000000257I	-	8.960	
Pfronten	EVA		212000000000263N	nicht buchbar	nicht buchbar	
Kiefersfelden	TIGAS		212000000000038U	nicht buchbar	nicht buchbar	
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	nicht buchbar	
Summe				467.600	59.360	

Quelle: AGGM/NK-K/2014

In Summe wird für Biogasanlagen eine Entry Standardkapazität von 22.130 kWh/h ausgewiesen (siehe Tabelle 15). Für Produktionsanlagen wird eine Entry Standardkapazität von

1.920.518 kWh/h ausgewiesen. Für Erdgasspeicher werden eine Entry Standardkapazität von 37.831.472 kWh/h und eine Exit Standardkapazität von 24.424.520 kWh/h ausgewiesen. Im Cluster West steht keine frei verfügbare Kapazität für Speicher sowohl für Entry als auch Exit zur Verfügung. Im Cluster Ost beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 13.066.092 kWh/h und Exit Standardkapazität 6.455.898 kWh/h.

Der Kapazitätsausweis 2015 wurde unter der Annahme gerechnet, dass die Projekte

- ▶ 2007/11 „Leitungssegment Auerthal – Hart“
- ▶ 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen - Friedburg/Haidach“
- ▶ 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach - Speicher Haidach“
- ▶ 2012/4 „Adaptierung Station Ebelsberg“

abgeschlossen sind und die Kapazität im vollen Umfang zur Verfügung steht. Aus heutiger Sicht wird dies der Fall sein.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2014 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2015 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2015 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

7 Zusammenfassung

7.1 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 2013 sowie die Gas Regional Investment Plans Central-East Europe und Southern Corridor als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes wurde durchgeführt. Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung und der Koordinierte Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung wurden mit den Marktteilnehmern in der Planungskonferenz am 26.6.2014 diskutiert. Im Anschluss an die Planungskonferenz wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2014 (Ausgabe 1 vom 26.06.2014) zur Konsultation gestellt. Die Konsultation dauerte von 7.7.2014 bis 27.7.2014. Die Rückmeldungen vom Konsultationsverfahren wurden gewürdigt und entsprechend in den Bericht aufgenommen.

Erstmals wurde in der LFP 2014 die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt, wobei dem „Baseline Szenario“ (es werden keine weiteren Gaskraftwerke in Österreich umgesetzt) die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird.

7.2 Analyseergebnis

Für angefragte zusätzliche Entry Kapazitäten von Speichern in Oberösterreich wurden Projekte entwickelt, die, wenn die entsprechenden Ausbauschwellen erreicht sind, umgesetzt werden können.

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

Mit diesen Projekten wird auch der Engpass Exit Fernleitung beseitigt.

Weiterhin besteht eine angespannte Drucksituation bei hohen Absätzen in der Übergabestation Wilfleinsdorf.

Wenn keine zusätzliche FZK Kapazität für die Zone Kiefersfelden/Pfronten beschafft wird, können die Endkunden in Tirol nicht unter allen Bedingungen versorgt werden.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der Langfristigen Planung 2014 umgesetzt werden, alle derzeit zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können.

7.3 Notwendige Maßnahmen

Im Sommer 2014 wurde das umfangreichste Ausbauprogramm in der Geschichte der Gasinfrastruktur für das Verteilergbiet Ost, welches in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, abgeschlossen. Mit der Fertigstellung dieses Ausbauprogramms ist ein Meilenstein in

der Gasversorgungsinfrastruktur erreicht worden, der auf Jahre hinaus eine sichere Versorgung der Endkunden bietet und einen erheblichen Teil des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs der Speicherausbauten abdeckt.

In der Langfristigen Planung 2014 wird das neue Projekt 2014/1 „Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ eingereicht. 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.

Wie bereits in der Langfristigen Planung 2013 wird das Projekt „Verdichterstation Kronstorf“ nicht eingereicht, obwohl es zur Erfüllung aller Kapazitätserweiterungsanträge erforderlich wäre. Zwar können formal nicht alle Kapazitätserweiterungsanträge mit Standardkapazität zugesagt werden, aller Voraussicht nach werden alle tatsächlich nominierten Einspeicherungen, allenfalls mit geringen Einschränkungen, abgewickelt werden können. Die Verdichterstation würde nur für den absoluten Spitzenbedarf benötigt werden.

In der Langfristigen Planung 2014 werden 2 Projekte zurückgezogen, da der erwartete Absatzbedarf aus heutiger Sicht nicht eintreten wird. Diese Projekte umfassen die Errichtung der Kärntenleitung von Bruck/Mur (Laming) nach Ebenthal.

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
AKW	Atomkraftwerk
APG	Austrian Power Grid
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BOG	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
EGS	E.ON Gas Storage GmbH
ENTSO-G	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 00:00 – 30. 9. 200x+1 24:00)
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag
KEV	Kapazitätserweiterungsvertrag
KNG	Kärnten Netz GmbH
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft Wärme Kopplung
LFP	Langfristige Planung
LNG	Liquified Natural Gas
NAV	Netzausbauvertrag
NB	Netzbetreiber
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
NK-K	AGGM Abteilung Kapazitäten
Nm ³ /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
OÖFNG	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH
OGSA	OMV Gas Storage Austria GmbH
PN	Normdruck
PVS	Primärverteilsystem (PVS1 = Fernleitung, PVS2 = Verteilerleitungen)
RAG	RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
SLP	Standardlastprofil
TAG	Trans Austria Gasleitung
TGL	Tauerngasleitung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebietsmaximum
WAG	West Austria Gasleitung
WES	Wien Energie Speicher

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In der LFP 2014 berücksichtigte Kraftwerksleistung	17
Tabelle 2:	Speicheranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.4.2014	27
Tabelle 3:	Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.4.2014	28
Tabelle 4:	Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.4.2014	29
Tabelle 5:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2013	30
Tabelle 6:	Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost	33
Tabelle 7:	Zuordnungstabelle Projekt – Kapitel Projektbegründung.....	37
Tabelle 8:	Kapazitätserweiterungsanträge	38
Tabelle 9:	Zuordnung Kapazitätserweiterungsanträge - Netzausbaumaßnahmen	38
Tabelle 10:	Entry-Kapazität für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte	43
Tabelle 11:	Exit-Kapazität für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte	46
Tabelle 12:	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	51
Tabelle 13:	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge	52
Tabelle 14:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2014	53
Tabelle 15:	Kapazitätsausweis 2015.....	54

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2014.....	18
Diagramm 2:	Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2014.....	18
Diagramm 3:	Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, maximale Stundenleistung.....	21
Diagramm 4:	Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Jahresverbrauch.....	22
Diagramm 5:	Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Baseline Szenario, Jahresverbrauch	23
Diagramm 6:	Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Maximal Szenario, Jahresverbrauch	23
Diagramm 7:	Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Minimal Szenario, Jahresverbrauch	24
Diagramm 8:	Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, Kraftwerke, Jahresverbrauch	24
Diagramm 9:	Absatzprognose für das Marktgebiet Vorarlberg, maximale Stundenleistung	25
Diagramm 10:	Absatzprognose für das Marktgebiet Tirol, maximale Stundenleistung.....	26
Diagramm 11:	Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2012	44
Diagramm 12:	Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2011	45
Diagramm 13:	Absatz- und Kapazitätseingangsdaten für die Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol.....	48
Diagramm 14:	Ergebnis der dynamischen Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Absatzszenarien.....	19
Abbildung 2:	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	36
Abbildung 3:	Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	41

Anhang 1

Projektnummer:	2007 / 09		
Projektname:	Leitungssegment Bruck an der Mur – Landesgrenze Steiermark/Kärnten		
Ausgabe:	10	Projektträger:	Energienetze Steiermark
Projektstatus:	zurückgestellt	Geplanter Projektstart:	unbekannt
Datum:	06.07.2012	Geplante Fertigstellung	nicht relevant
Projektziel:	Um den Transport der geforderten Kapazitäten der Bundesländer Steiermark und Kärnten sicherzustellen, muss das Leitungssegment von Bruck an der Mur über St. Michael bis hin zur Landesgrenze Steiermark / Kärnten errichtet werden.		
Projektbeschreibung:	Das Leitungssegment beginnt in Bruck an der Mur (Laming) und führt über St. Michael bis zur Landesgrenze Steiermark/Kärnten. Die Dimensionierung der zu errichtenden Leitung beträgt DN 800 / DN 500. Um unterschiedliche Fahrweisen zu ermöglichen, ist das genannte Segment für beide Richtungen flexibel betreibbar zu gestalten.		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	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 das Kraftwerk in Kärnten zu realisieren. Derzeit gibt es keine andere effiziente Lösungsvariante einen Kapazitätsbedarf größer 45.000 Nm ³ /h in Kärnten bereitzustellen. Insbesondere ist bei diesem Projekt auch auf die generelle Zielsetzung des GWG hinzuweisen, wonach es Ziel ist, die österreichische Bevölkerung und Wirtschaft mit Erdgas zu versorgen und den effizienten Einsatz insbesondere bei der Umwandlung in Strom und Wärme zu gewährleisten.		
Technische Daten:	Dimensionierung: DN 800 (Bruck/Mur – St. Michael) ca. 22 km, DN 500 (St. Michael – Landesgrenze Steiermark/Kärnten) ca. 90 km Länge: in Summe 112 km Nenndruck: PN70 Abzweigpunkte: Knoten St. Michael		
Ökonomische Daten:	Die ökonomischen Daten repräsentieren die Werte im Entscheidungszeitpunkt. Die Leitung ist Bestandteil der bestgereihten Variante „V3+West“ der Feasibility Study 07 und wurde im Rahmen der Feasibility Study 07 einer ökonomischen Bewertung unterzogen. Kapitalwert mit DN 500: ██████████ [BGG] (Bewertungsbasis 2009) Investitionskosten: ██████████ [BGG] Die zusätzlichen Investitionskosten für das Upgrade von DN 500 auf DN 800 für die ersten 22 km betragen ██████████ [BGG] (Einheitspreise entsprechend Feasibility Study 2007)		

Ausbauschwelle: 45.000 Nm³/h

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von V1.0 (LFP07) auf V2.0 (LFP08): Fertigstellungstermin, technische Updates

Von V2.0 (LFP08) auf V3.0 (LFP09): Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten

Von V3.0 (LFP09) auf V4.0 (LFP10): Fertigstellungstermin; Ökonomische Daten, Projektstatus

Von V4.0 (LFP10) auf V5.0 (LFP11): Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten

Von V5.0 (LFP11) auf V6.0 (LFP12): Fertigstellung, Öffentliches Interesse

Von V6.0 (LFP12 V1.0) auf V7.0 (LFP12 V3.0): Öffentliches Interesse

Von V7.0 (LFP12 V3.0) auf V8.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung

Von V8.0 (LFP13 V1.0) auf A9 (LFP14 A1): Projektstatus

Von A9 (LFP14 A1) auf A10 (LFP14 A2): Fertigstellung

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

Projektnummer:	2007 / 10		
Projektname:	Leitungssegment Landesgrenze Steiermark/Kärnten – TAG Übergabestation Ebenthal		
Ausgabe:	9	Projektträger:	KNG-Kärnten Netz GmbH
Projektstatus:	zurückgestellt	Geplanter Projektstart:	unbekannt
Datum:	30.08.2013	Geplante Fertigstellung	nicht relevant
Projektziel:	Um die Versorgungssicherheit der Endkunden in Kärnten, insbesondere ein Kraftwerk in Klagenfurt, zu gewährleisten, muss die Errichtung und Inbetriebnahme des Leitungssegments von der Landesgrenze Steiermark / Kärnten bis zur TAG Übergabestation erfolgen.		
Projektbeschreibung:	Von der Landesgrenze, wo der Zusammenschluss mit der Leitung aus der Steiermark erfolgt, folgt die Trasse dem Olsatal in Richtung Ebenthal und weiter zur TAG. Die Dimensionierung des geplanten Segments ist DN500. Um differenzierte Fahrweisen zu ermöglichen, soll das Leitungssystem in beide Richtungen flexibel betreibbar sein.		
Besonders zu beachten:	Die Errichtung der vorangegangenen Leitungssegmente der Südleitung – Baumgarten bis Landesgrenze Steiermark/Kärnten – ist Voraussetzung für die Errichtung dieses Projektes.		
Öffentliches Interesse:	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 das Kraftwerk in Kärnten zu realisieren. Derzeit gibt es keine andere effiziente Lösungsvariante einen Kapazitätsbedarf größer 45.000 Nm ³ /h in Kärnten bereitzustellen. Insbesondere ist bei diesem Projekt auch auf die generelle Zielsetzung des GWG hinzuweisen, wonach es Ziel ist, die österreichische Bevölkerung und Wirtschaft mit Erdgas zu versorgen und den effizienten Einsatz insbesondere bei der Umwandlung in Strom und Wärme zu gewährleisten.		
Technische Daten:	Dimensionierung: DN500 Länge: 54,35 km Nenndruck: PN70 Abzweigpunkte: Knoten km30, Knoten Klagenfurt		
Ökonomische Daten:	Die ökonomischen Daten repräsentieren die Werte im Entscheidungszeitpunkt. Die Leitung ist Bestandteil der bestgereichten Variante „V3+West“ der Feasibility Study 07 und wurde im Rahmen der Feasibility Study 07 einer ökonomischen Bewertung unterzogen. Kapitalwert mit DN 500: ██████████ (BGG) (Bewertungsbasis 2009) Investitionskosten: ██████████ (BGG) Ausbauschwelle: 45.000 Nm ³ /h		

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von V1.0 (LFP07) auf V2.0 (LFP08): Fertigstellungstermin, technische Updates

Von V2.0 (LFP08) auf V3.0 (LFP09): Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten

Von V3.0 (LFP09) auf V4.0 (LFP10): Fertigstellungstermin, Ökonomische Daten, Projektstatus

Von V4.0 (LFP10) auf V5.0 (LFP12); Fertigstellung, öffentliches Interesse

Von V5.0 (LFP12 V1.0) auf V6.0 (LFP12 V3.0): öffentliches Interesse

Von V6.0 (LFP12 V3.0) auf V7.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung

Von V7.0 (LFP13 V1.0) auf A8 (LFP14 A1): Projektstatus

Von A8 (LFP14 A1) auf A9 (LFP14 A2): Fertigstellung

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

Projektnummer:	2012 / 02		
Projektname:	Reverseflow Auersthal		
Ausgabe:	5	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	Ausbauschwelle nicht erreicht	Geplanter Projektstart:	ab Erreichen der Ausbauschwelle
Datum:	04.07.2014	Geplante Fertigstellung	Umsetzungsdauer 24 Monate
Projektziel:	<p>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 Standardkapazität ausweisen zu können.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>In der Station Auersthal muss die Übergabestation zur EVN 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:	<p>Das Projekt ist in Verbindung mit dem Projekt 2012/3 umzusetzen.</p>		
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 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:	<p>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]</p> <p>Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2013</p> <p>Ausbauschwelle: 300.000 Nm³/h</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>Von V1.0 (LFP12 V1.0) auf V2.0 (LFP12 V3.0): ökonomische Daten, öffentliches Interesse</p>		

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

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.6 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 03		
Projektname:	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten		
Ausgabe:	6	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	Ausbauschwelle nicht erreicht	Geplanter Projektstart:	ab Erreichen der Ausbauschwelle
Datum:	04.07.2014	Geplante Fertigstellung	Umsetzungsdauer 24 Monate
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:	<p>Das Projekt ist in Verbindung mit dem Projekt 2012/2 umzusetzen.</p> <p>Die zu adaptierenden Anlagenteile befinden sich im Fernleitungsnetz. Dieses Projekt ist kein Umsetzungsprojekt im Verteilergebiet. Mit diesem Projekt der Langfristigen Planung wird von der ECA die Genehmigung beantragt, eine entsprechende EXIT Kapazität in das Fernleitungsnetz der GCA (vom PVS2 in das PVS1) kontrahieren zu können.</p>		
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Folgende Verteilergebiet Exit-Kapazitäten sollen ab Fertigstellung des Projektes dem Verteilergebiet zur Verfügung stehen:</p> <p>Exit FZK: 570.000 Nm³/h bei 52 barg</p> <p>Exit UK: 1.230.000 Nm³/h bei 52 barg</p> <p>Die Druckangaben beziehen sich auf den Übergabepunkt PVS2->PVS1 in Baumgarten.</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Der VGM ist verpflichtet einen allfälligen Entry Tarif in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Verteilergebiet in Baumgarten zu entrichten.</p> <p>Ausbauschwelle: 300.000 Nm³/h</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>Von V1.0 (LFP12 V1.0) auf V2.0 (LFP12 V3.0): Besonders zu Beachten, Projektbeschreibung, technische Daten, ökonomische Daten, öffentliches Interesse</p> <p>Von V2.0 (LFP12 V3.0) auf V3.0 (LFP12 V4.0): Projektname, Fertigstellung, Projektziel, Besonders zu Beachten, Technische Daten, Ökonomische Daten.</p> <p>Von V3.0 (LFP12 V4.0) auf V4.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Technische Daten, Projektstatus</p> <p>Von V4.0 (LFP13 V1.0) auf A5 (LFP14 A1): Fertigstellung</p>		

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

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.6 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 04		
Projektname:	Adaptierung Station Ebelsberg		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	08/2013
Datum:	30.08.2013	Geplante Fertigstellung	09/2014
Projektziel:	<p>Durch die Umstellung des Marktmodelles im Fernleitungssystem von einem Punkt zu Punkt System auf ein Entry-Exit System ist es zu einer Reduktion der firm Kapazitäten von der WAG in das Verteilergebiet gekommen. Im Speziellen haben sich die firm Entnahmekapazitäten im Raum Oberösterreich auf derzeit ca. 93.000 Nm³/h (ab 1.1.2015 auf ca. 74.000 Nm³/h) verringert. Aus Versorgungssicherheitsgründen ist es daher erforderlich, dass eine volle Versorgung des Raumes Linz über die Station Ebelsberg (geregelt, gemessen, gefiltert und vorgewärmt) sichergestellt werden muss.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>Adaptierung der Regelstrecke Ebene 1 Verteilerleitung <--> Linzer Ring</p> <p>Die Umsetzungsmaßnahme muss folgende Funktionen erfüllen: Druckregelung, Mengenregelung, Messung, Filterung, Vorwärmung, reverseflow fähig, redundant</p> <p>Qmin = 15.000 Nm³/h Qmax = 260.000 Nm³/h Pein = 70 barg Paus = 32 barg</p> <p>Die Möglichkeit die HDL 026 mit der HDL 027 starr zu verbinden soll erhalten bleiben.</p> <p>Die Möglichkeit eine Menge Qmax = 90.000 Nm³/h entweder aus der Ebene 1 Verteilerleitung oder aus dem Linzer Ring in die HDL 012 (Ri. Wels) überzuspeisen muss erhalten bleiben.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>siehe oben</p> <p>Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]</p> <p>Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2012</p> <p>Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>V 1.0 (Abänderungsantrag 1 zur LFP 2012 vom 29.5.2013) auf V2.0 (LFP13 V 1.0): Fertigstellung</p>		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.5 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 05		
Projektname:	Druckanhebung Oberösterreich		
Ausgabe:	4	Projektträger:	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH
Projektstatus:	Ausbauschwelle nicht erreicht	Geplanter Projektstart:	ab Erreichen der Ausbauschwelle
Datum:	04.07.2014	Geplante Fertigstellung	Umsetzungsdauer 18 Monate
Projektziel:	<p>Durch die Anhebung des zulässigen Druckes in Teilen des Ebene 1 Verteilerleitungsnetzes der OÖFNG (Rainbach - Ebelsberg - Kronstorf- Puchkirchen - Spital am Pyhrn inkl. Anbindung Speicher Thann) auf 70 barg soll es ermöglicht werden die nachgefragten Entry Kapazitäten aus den Speichern 7 Fields und Haidach in das Verteilergebiet sicherzustellen.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>Um die Anhebung des zulässigen Druckes auf 70 barg sicherstellen zu können, sind folgende Adaptionen in Ebene 1 Stationen durchzuführen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Druckabsicherungen: in fünf Stationen sind die Druckabsicherungen für die nachgelagerten Netze so anzupassen, dass in den Ebene 1 Leitungen ein Betriebsdruck von 70 barg herrschen kann. • Vorwärmeleistung: Durch die Anhebung des zulässigen Betriebsdrucks muss in insgesamt 13 Stationen eine Anpassung der Gas-Vorwärmanlagen durchgeführt werden. In 10 Stationen sind darüber hinaus Eingriffe im Rohrbau erforderlich. • Die HDL 017 (Teilstück DN 200), die HDL 017/3 sowie die HDL 030 sind einer Molchung zu unterziehen. 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	siehe Projektbeschreibung		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: ██████████ [BGG] (Kosten ausschließlich für Anlagenteile der Ebene 1 Verteilerleitung) Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2013 Ausbauschwelle: 100.000 Nm3/h</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>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</p>		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.5 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2013 / 01		
Projektname:	Adaptierung der Station St. Margarethen		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	01/2014
Datum:	04.07.2014	Geplante Fertigstellung	12/2015
Projektziel:	Ermöglichung von höheren Abnahmen im nachgelagerten Netz der TAG Station St. Margarethen.		
Projektbeschreibung:	<p>Erweiterung der TAG Station St. Margarethen um auch im Winter Hochlastfall alle Endverbraucher im nachgelagerte Netz ohne Ausnutzung des Ebene 2 Linepacks versorgen zu können.</p> <p>Die Verrohrung der Station muss grundlegend neu aufgebaut werden. Es ist vorgesehen ein 2+1 Messstreckenkonzept umzusetzen wobei die Messstrecken in 4'' Dimensionierung ausgeführt werden.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Messbereich: 3.500 Nm ³ /h bei ca. 65 barg bis 45.000 Nm ³ /h bei 50 barg.		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2013 Ausbauschwelle: keine		
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von Ausgabe 1 (LFP13, Version 3) auf Ausgabe 2 (LFP14, Ausgabe 1): Status		

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:	2	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	12/2014
Datum:	15.05.2014	Geplante Fertigstellung	12/2018

Projektziel:

Ziel des Projektes ist es, den Druckverlust zwischen der Netz NÖ Südleitung (Eingangsdruck Station Velm) und der Übergabestation Wilfleinsdorf (Ausgangsdruck Netz Burgenland) zu reduzieren.

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.

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.

Projektbeschreibung:

Das Projekt besteht aus 2 Bauabschnitten:

Bauabschnitt 1:

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.

Bauabschnitt 2:

Adaption der Übergabestation Wilfleinsdorf. Die Übergabestation ist gemäß den angeführten technischen Daten zu adaptieren. Die Fertigstellung des 2. Bauabschnittes ist mit Dezember 2018 geplant.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

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.

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

Technische Daten:

Bauabschnitt 1: Leitung

Durchmesser: DN 250

Länge: 12,8 km

Nennndruck: PN 70

Bauabschnitt 2:

In der Station müssen insbesondere folgende Funktionen erfüllt werden können: Mengenregelung, Druckregelung, Messung.

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

Die Station ist mit allen gastechnisch erforderlichen Einrichtungen auszustatten.

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]

Kostenschätzung durch Netzbetreiber 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

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.4 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	3
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	OÖFNG	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			
	Produktion		Puchkirchen	OÖFNG	AGGM-PRODPUC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG	x		
			Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG	x		
			virt. Sonst	OÖFNG	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	21Z00000000260T	FREILA-DE-AT	x		
			Schärding	OÖFNG	21Z00000000259E	SCHAR-DE-AT	x		
			Ach	OÖFNG	AGGM-Ach---DE-AT	ACH-DE-AT	x		
			Laufen	SNG	21Z00000000257I	LAUFE-AT-DE		x	
			Simbach	OÖFNG	21Z00000000258G	SIMBA-AT-DE		x	
			Laa	Netz NÖ	27ZG-LAA-CZ-AT-F	G-LAA-CZ-AT	x		
	Speicher	Cluster West		Thann	OÖFNG	25W-SPTHAN-OMV-G	SPTHAN-OOFG-OMV	x	x
				Puchkirchen	OÖFNG	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG	x	x
				Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG	x	x
				7 Fields	OÖFNG	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS	x	x
				7 Fields	OÖFNG	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES	x	x
				Haidach	OÖFNG	25W-SPHAID-AST-Z	SPHAID-OOFG-AST	x	x
			Haidach	OÖFNG	25W-SPHAID-GAZ-M	SPHAID-OOFG-GAZ	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		
Marktgebiet Vorarlberg	Biogas		Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE	x		

2 Randbedingungen

2.1 Absatz

Für den Kapazitätsausweis für das Verteilerg Gebiet Ost wurden die einzelnen Lastfälle mit mehreren Absätzen im Verteilerg Gebiet gerechnet. Folgende Absätze im Verteilerg Gebiet Ost wurden zugrunde gelegt.

Absatz im Verteilerg Gebiet Ost		
	Nm ³ /h	kWh/h
minimaler Absatz	324.000	3.641.760
	800.000	8.992.000
	1.300.000	14.612.000
	1.800.000	20.232.000
	2.300.000	25.852.000
maximaler Absatz	2.478.000	27.852.720

Als maximaler Absatz im Verteilerg Gebiet wurde der maximale historische Absatz angesetzt.

2.2 Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilerg Gebiet

Die im Kapazitätsausweis 2015 zugrunde gelegten Kapazitäten an den Netzkoppelungspunkten Fernleitung <-> Verteilerg Gebiet sind im Kapitel 2.2.2.1 der Langfristigen Planung 2014 aufgelistet.

2.3 Gastemperatur

Die Gastemperatur wird für den Kapazitätsausweis mit 10° C angesetzt

2.4 Gaszusammensetzung

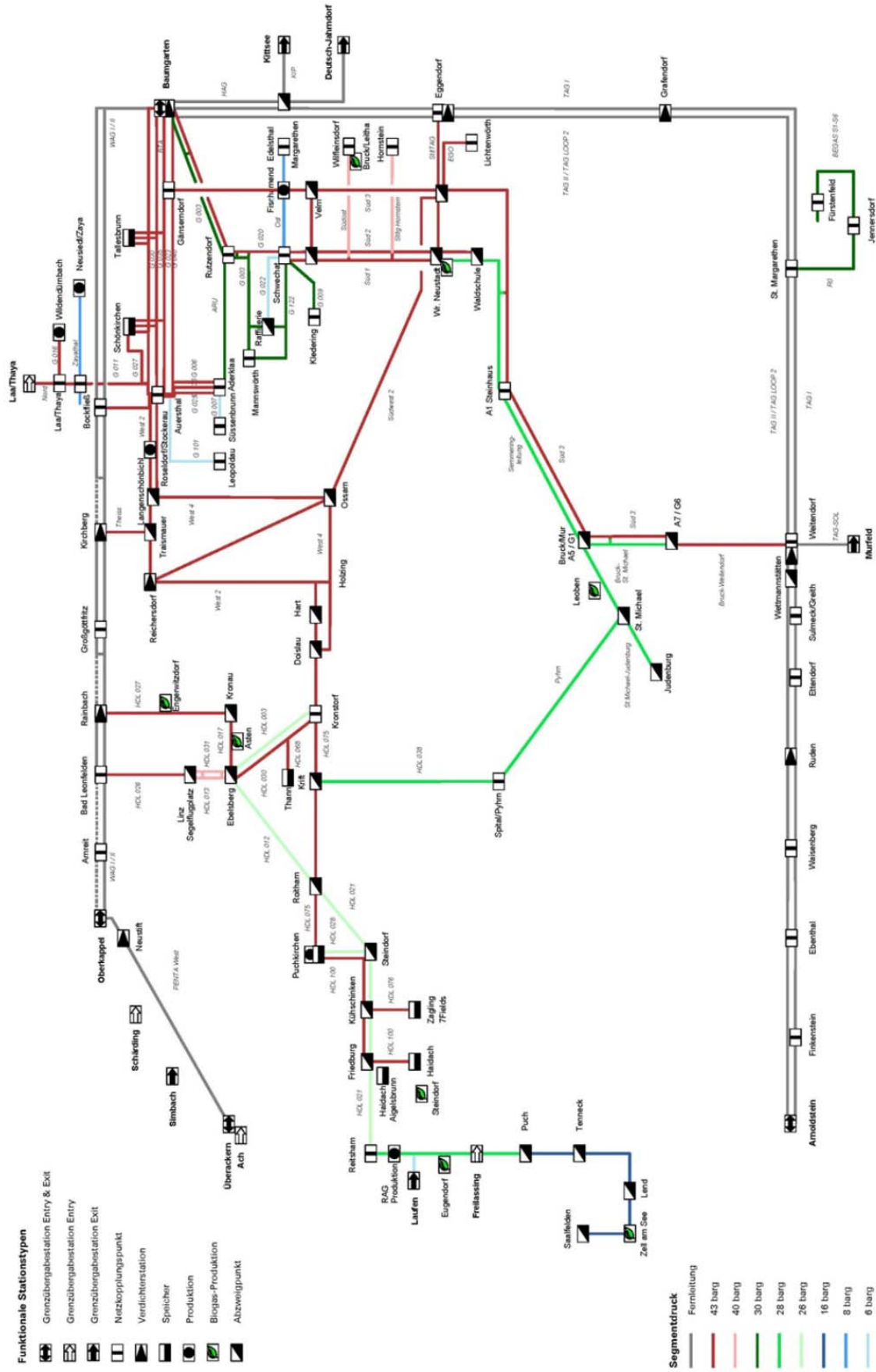
Bei den hydraulischen Simulationen wurde folgende Gaszusammensetzung angenommen.

Bestandteil	Anteil
Methan	97,6199 %
Stickstoff	0,4709 %
Ethan	1,0995 %
Propan	0,8098 %

Die Gaszusammensetzung wurde so gewählt, um den verordneten Brennwert (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013 §2 (1) Z13) von 11,24 kWh/ Nm³ 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

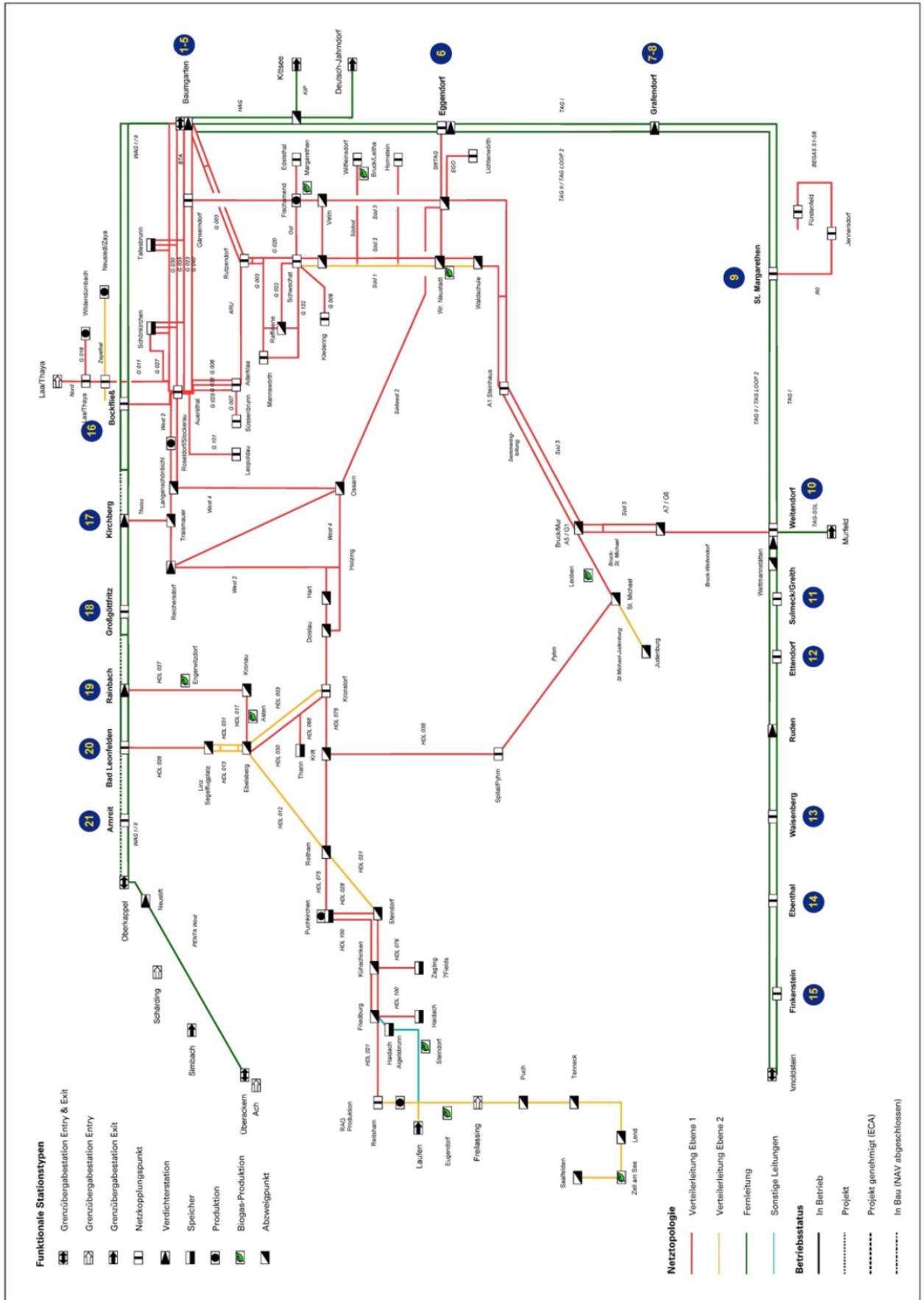
Das Netzmodell für den Kapazitätsausweis 2015 beinhaltet für das Jahr 2015 das derzeitige Staus Quo Verteilernetz.

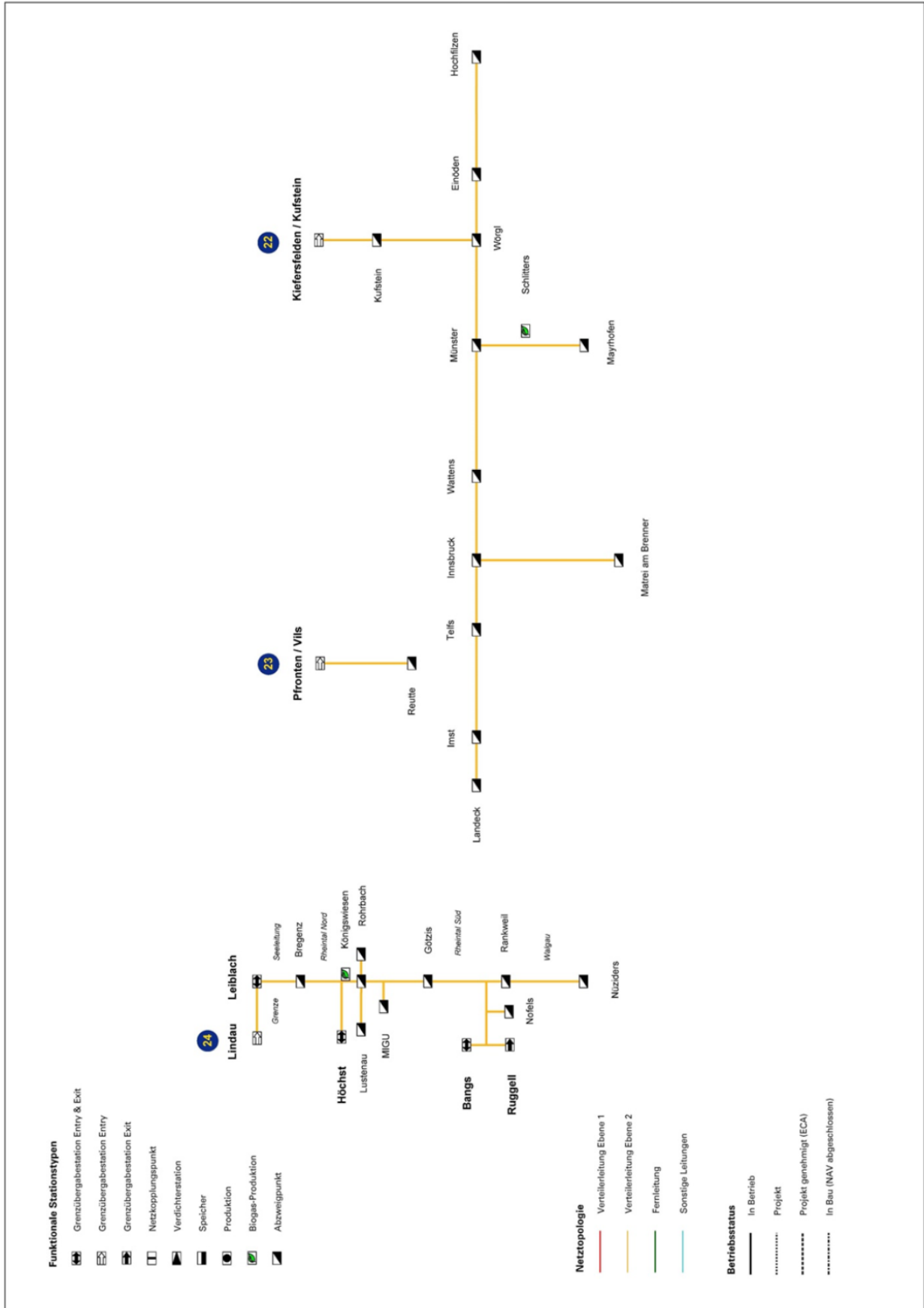
D.h. folgende Projekte der Langfristigen Planung sind bereits mit berücksichtigt:

- ▶ Projekt 2007/11: Leitungssegment Auersthal – Hart
- ▶ Projekt 2008/1: Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach
- ▶ Projekt 2010/3: Leitungssegment Zagling – Kühschinken
- ▶ Projekt 2011/5: Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach

Da derzeit keine weiteren Netzausbauverträge abgeschlossen sind, wurde das gleiche Netzmodell auch für die Folgejahre herangezogen.

Anhang 3





Anhang 4

Anhang 4: Technische Kapazität der Netzkoppelungspunkte

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