



E-CONTROL

PA 670/14

V KAP G 01/14

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1
Floridotower
1210 Wien

per RSb

B E S C H E I D

Im Verfahren zur Genehmigung des Berechnungsschemas zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für jene Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes, die nicht gleichzeitig Ein- und Ausspeisepunkte in das Fernleitungsnetz sind, ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013, iVm § 18 Abs. 1 Z 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 174/2013, nachstehender

I. Spruch

Das von AGGM Austrian Gas Grid Management AG als Verteilergebietsmanager mit Antrag vom 19. März 2014 eingereichte Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich wird genehmigt. Das Berechnungsschema bildet als Beilage ./1 einen integrierenden Bestandteil dieses Bescheides.

II. Begründung

II.A. Verfahrensablauf

Mit E-Mail vom 20. Jänner 2014 übermittelte die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) den Entwurf eines Berechnungsschemas für die Verteilergebiete in Österreich zur Ermittlung und Ausweisung von Kapazitäten gemäß § 18 Abs. 1 Z 5 GWG 2011.

Mit E-Mail vom 19. Februar 2014 teilte die Behörde der AGGM mit, grundsätzlich mit den Ausführungen einverstanden zu sein und ersuchte um Einreichung des Berechnungsschemas zur Genehmigung.

Mit Schreiben vom 19. März 2014, ergänzt durch das Schreiben vom 1. April 2014, reichte die AGGM das Berechnungsschema zur Genehmigung ein.

Am 2. April 2014 fand bei AGGM ein Gespräch über die Anwendung des Berechnungsschemas und eine Demonstration des IT-Systems „NEMESYS“ statt.

II.B. Rechtliche Grundlagen

Gemäß § 18 Abs. 1 Z 5 GWG 2011 hat der Verteilergebietsmanager die Aufgabe, in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für jene Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes, die nicht gleichzeitig Ein- und Ausspeisepunkte in das Fernleitungsnetz sind, zu erstellen. Das Berechnungsmodell bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Änderungen sind auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzunehmen.

§ 15 Abs. 3 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 bestimmt, dass der Verteilergebietsmanager für das Angebot und die Zuweisung der Ein- und Ausspeisekapazitäten im Verteilergebiet an der Marktgebietsgrenze verantwortlich ist.

II.C. Sachverhalt und rechtliche Beurteilung

Die Antragstellerin ist Verteilergebietsmanager im Marktgebiet Ost, seit 1. Mai 2012 im Verteilergebiet Vorarlberg und seit 1. Oktober 2012 im Verteilergebiet Tirol.

Das von der Antragstellerin zur Genehmigung eingereichte Berechnungsschema beschreibt das Verfahren zur Berechnung von Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten, die innerhalb der Verteilergebiete Ost, Tirol und Vorarlberg liegen. Dabei handelt es sich, wie in Punkt 3 des Schemas erläutert, um Entry- bzw. Exit-Punkte zur Ein- bzw. Ausspeisung der Produktion von Biogas und synthetischem Gas, (sonstige) Produktion, den so genannten

„kleinen Grenzverkehr“ (Transport über Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz) und Speicher. Es werden die Kapazitätsqualitäten nachvollziehbar beschrieben. Für die Ermittlung der ausweisbaren Kapazitäten werden unterschiedlichen Lastflüsse und Szenarien hinterlegt, anhand derer repräsentative Ergebnisse erzielt werden können. Darüber hinaus werden in nachvollziehbarer Weise Prioritäten hinsichtlich der unterschiedlichen Kapazitäten sowie die angewandten Parameter beschrieben.

Zum vorgelegten Berechnungsschema ist generell auszuführen, dass es den dem Verteilergebietsmanager eine Kapazitätsermittlung auf Basis einer einheitlichen Berechnungsmethodik und technisch und physikalischen Prämissen für die Ein- und Ausspeisepunkte in allen Verteilergebieten ermöglichen soll. Dieser Anforderung genügt das Berechnungsschema. Wie im Genehmigungsantrag ausgeführt, erfolgt die Berechnung der jeweiligen Mengen durch eine hydraulische Berechnung verschiedener Lastfälle. Bezüglich der Schnittstellen und Berechnungsparameter wurde das Berechnungsschema entsprechend dem gesetzlichen Auftrag mit dem Marktgebietsmanager abgestimmt.

Die praktische Anwendung des Schemas konnte im Rahmen der Demonstration am 2. April 2014 grundsätzlich nachvollzogen werden. Die Regulierungsbehörde stellt darüber hinaus eine Überprüfung der korrekten Anwendung des Berechnungsschemas zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten in Aussicht, in deren Rahmen alle relevanten Daten sowie Ergebnisse vom Verteilergebietsmanager vorzulegen sein werden.

Daher war dem Antrag auf Genehmigung des Kapazitätsberechnungsmodells ohne Befristungen und/oder Bedingungen stattzugeben.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Für Beschwerden an das Bundesverwaltungsgericht wird ersucht, die Eingabegebühr von € 30,- gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF iVm § 2 BVwG-EGebV, BGBl II Nr. 490/2013, unter Angabe des Verwendungszwecks „Gebühren nach § 3 Abs. 2 GebG“ durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 3 Abs. 1 BVwG-EGebV, IBAN: AT56 0100 0000 0580 4713, BIC: BUNDATWW, zu entrichten.

IV. Gebührenhinweis

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs. 1 Gebührengesetz und die Beilagengebühr von € 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin € 36,10 auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, Subbezeichnung: Gebührenkonto, Kontonummer PSK 90.022.201, BLZ 60.000, zu entrichten (§ 3 Abs. 2 Gebührengesetz iVm GebG-ValV 2011, BGBl. II 191/2011).


Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 15. April 2014

Der Vorstand



DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied



DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA
Vorstandsmitglied

Beilagen: ./1 Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich

Ergeht als Bescheid an:

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1
Floridotower
1210 Wien



AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich

Wien, 21. Februar 2014, Version 1.0

Dokument-Historie

Version	Datum	Änderungen
1.0	21.02.2014	Einreichversion

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Verwendete Begriffe.....	5
2.1	Kapazitätsbegriffe	5
2.2	Kapazitätsprodukte	5
2.2.1	<i>Standardkapazität (SK)</i>	5
2.2.1.1	Definition.....	5
2.2.1.2	Nominaler und dynamisch fester Anteil.....	6
2.2.1.3	Bedingungen des Planungsrahmens der Langfristigen Planung.....	6
2.2.2	<i>Unterbrechbare Kapazität (UK)</i>	6
3	Entry/Exit Punkte.....	7
4	Berechnung des Kapazitätsausweises	8
4.1	Prozess für die Berechnung des Kapazitätsausweises	8
4.2	Betrachtete Lastfälle	9
4.3	Lastfall maximaler Exit	10
4.3.1	<i>Priorisierung der Exit Punkte</i>	11
4.3.2	<i>Berechnungsparameter für den "best case"</i>	11
4.3.3	<i>Berechnungsparameter für den "worst case"</i>	13
4.3.4	<i>Rechenprozess</i>	14
4.4	Lastfall maximaler Entry.....	16
4.4.1	<i>Priorisierung der Entry Punkte</i>	17
4.4.2	<i>Berechnungsparameter für den "best case"</i>	17
4.4.3	<i>Berechnungsparameter für den "worst case"</i>	19
4.4.4	<i>Rechenprozess</i>	20
5	Simulationsparameter	21
5.1	Simulationsprogramm.....	21
5.2	Simulationsrandbedingungen	21
5.2.1	<i>Absatz im Verteilergelände</i>	21
5.2.2	<i>Netzkoppelungspunkte</i>	21
5.2.3	<i>Simulationsnetz</i>	21
5.3	Hydraulische Bedingungen.....	21
5.3.1	<i>Gastemperatur</i>	21
5.3.2	<i>Gaszusammensetzung</i>	21
5.3.3	<i>Druckverluste über Stationen</i>	22
5.3.4	<i>Rohrrauigkeit</i>	22
5.4	Prüfkriterien	22
5.4.1	<i>Mengen</i>	22
5.4.2	<i>Drücke</i>	22

Abkürzungsverzeichnis

1 Einleitung

Die AGGM Austrian Gas Grid Management AG hat als Verteilergiebtsmanager gemäß §18 (1) 5 GWG 2011 die Aufgabe der

„...Erstellung eines einheitlichen Berechnungsschemas in Abstimmung mit dem Marktgebtsmanager zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für jene Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes, die nicht gleichzeitig Ein- und Ausspeisepunkte in das Fernleitungsnetz sind...“

Ziel dieses Dokumentes ist die Beschreibung dieses Berechnungsschemas. Hierbei geht es um das Verfahren der Berechnung der Kapazitäten der Entry- und Exit-Punkte, die innerhalb des Verteilergiebtes liegen, wobei unterschiedliche Kapazitätsprodukte an jedem Punkt ausgewiesen werden. Die Berechnung der jeweiligen Mengen erfolgt durch die hydraulische Berechnung verschiedener Lastfälle.

Die verwendeten Begriffe werden in Kapitel 2 definiert, gefolgt von den für das Berechnungsschema relevanten Entry- und Exit-Punkten in Kapitel 3. Die Berechnungsmethode und die zugrunde gelegten Parameter für den Kapazitätsausweis werden in *Kapitel 4* dargestellt. Die verwendeten Simulationsparameter sind in Kapitel 5 dargestellt.

2 Verwendete Begriffe

2.1 Kapazitätsbegriffe

Im Folgenden werden die im Berechnungsschema verwendeten Kapazitätsbegriffe definiert.

Stationskapazität

Die Stationskapazität gibt für jeden Entry- und Exit-Punkt die maximale Kapazität an, die aufgrund technischer Gegebenheiten des Punktes ausgewiesen werden kann. Sie gibt die theoretische Obergrenze der zu vergebenden Kapazität an und ergibt sich aus dem Minimum der technischen Leistungskapazität der Anlagenelemente (Messkapazität, Filterkapazität, etc.).

Vertragliche Kapazität

An Netzkopplungspunkten zu Fernleitungen können Kapazitäten zusätzlich zu technischen Beschränkungen auch vertragliche Beschränkungen haben. Dies inkludiert minimale sowie maximale Mengen.

Hydraulisches Entry/Exit Potential

Das hydraulische Entry/Exit Potential an einem Entry/Exit Punkt oder an einem Entry/Exit Cluster (Zusammenfassung hydraulisch gleichwertiger Entry/Exit Punkte) gibt die Kapazität an, die aus rein gashydraulischer Sicht an einem Punkt/Cluster bereitgestellt werden kann.

Bilanzielles Entry/Exit Potential

Das gesamte hydraulische Entry/Exit Potential wird entsprechend der Kapazitätsnachfrage auf die einzelnen Entry/Exit Cluster aufgeteilt (siehe auch Kapitel 4.3.4) und ergibt damit das bilanzielle Entry/Exit Potenzial.

Ausgewiesene Entry/Exit Kapazität

Die ausgewiesene Entry/Exit Kapazität ist das Minimum aus hydraulischem und bilanziellem Entry/Exit Potential. Sie wird für jeden Entry/Exit Punkt bzw. Cluster berechnet.

Frei verfügbare Entry/Exit Kapazität

Die frei verfügbare Entry/Exit Kapazität wird an einem Entry/Exit Punkt bzw. Entry/Exit Cluster ausgewiesen und ergibt sich als Differenz der ausgewiesenen und der nachgefragten Kapazität. Sie gibt die Kapazität an, die an einem Punkt/Cluster jedenfalls mittels unterjährigen Netzzugangsantrags gebucht werden kann.

2.2 Kapazitätsprodukte

Die Kapazität an den jeweiligen Entry/Exit Punkten kann in unterschiedlichen Qualitäten ausgewiesen werden.

2.2.1 Standardkapazität (SK)

2.2.1.1 Definition

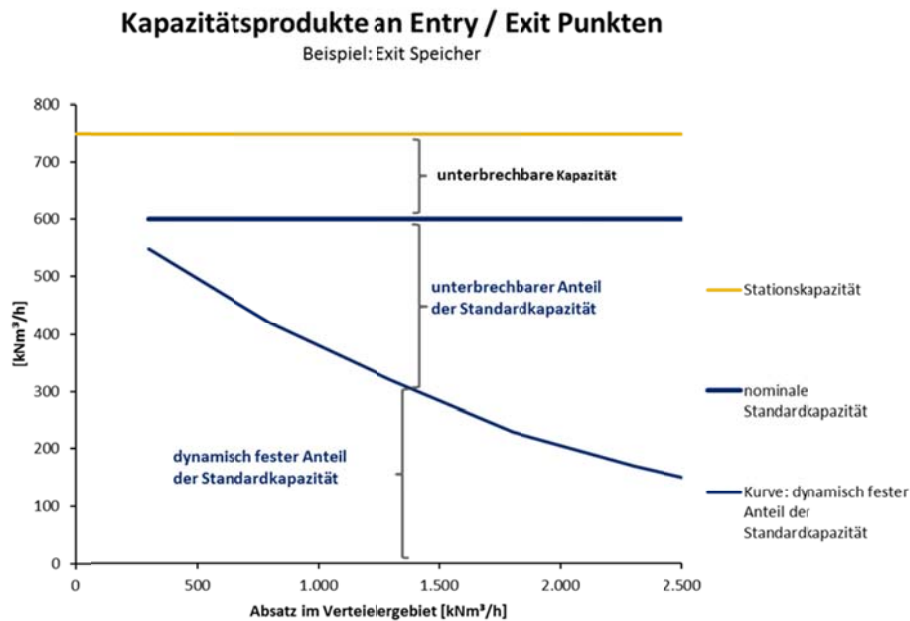
Standardkapazität ist die Kapazität an den Ein- oder Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Verteilergesamtgebiet. Sie setzt sich aus einem festen und einem unterbrechbaren Anteil

zusammen, wobei die Verfügbarkeit des festen Anteils dynamisch ist und vom aktuellen Absatz im Verteilerggebiet abhängt.

2.2.1.2 Nominaler und dynamisch fester Anteil

Die Standardkapazität wird in einen dynamisch festen und einen unterbrechbaren Anteil getrennt. Der dynamisch feste Anteil hängt vom Absatz innerhalb des Verteilerggebietes ab. Die Addition des unterbrechbaren und festen Anteils ergibt, unabhängig vom Absatz im Verteilerggebiet, stets die nominale Kapazität, die ausgewiesen bzw. gebucht wird.

Abbildung 1: Kapazitätsprodukte



2.2.1.3 Bedingungen des Planungsrahmens der Langfristigen Planung

Das Berechnungsschema als solches beschreibt den Prozess und die Systematik wie Kapazitäten innerhalb des Verteilerggebietes berechnet und ausgewiesen werden. In diese Berechnungen fließen verschiedenste Randbedingungen, Prüfkriterien und Netzgegebenheiten ein, die auf technischen-, vertraglichen- oder IST-Werten basieren. Da diese sich jährlich ändern können, werden die Daten auf denen der jährliche Kapazitätsausweis basiert, gesondert mit der Langfristigen Planung als Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ dieses Berechnungsschemas genehmigt und veröffentlicht.

2.2.2 Unterbrechbare Kapazität (UK)

Unterbrechbare Kapazitäten sind Kapazitäten, die nur zur Verfügung stehen, insoweit es die hydraulischen Gegebenheiten des Netzes erlauben bzw. wenn gebuchte Standardkapazitäten an anderen Ein-/Auspeisepunkten nicht vollständig genutzt werden. Die so frei gewordenen Kapazitäten können als UK genutzt werden.

3 Entry/Exit Punkte

Kapazitäten werden für jene Entry/Exit-Punkte des Verteilergbietes ausgewiesen, die nicht gleichzeitig Ein- und Ausspeisepunkte in das Fernleitungsnetz sind. Es gibt vier unterschiedliche Arten von Entry/Exit Punkten innerhalb des Verteilergbietes für die Kapazitäten ausgewiesen werden:

1. BIO Gas + synthetisches Gas Produktion
2. Produktion
3. Kleiner Grenzverkehr
4. Speicher

Liegen Entry/Exit Punkte an hydraulisch gleichwertigen Standorten, werden diese beim Ausweis der frei verfügbaren Entry/Exit Kapazität zu Entry/Exit Clustern zusammengefasst. Im LFP Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ werden alle Entry/Exit Punkte aufgelistet und die Zusammenfassung zu Clustern dargestellt.

Die Liste der Entry/Exit Punkte im Verteilergbiet wird auf der Website der AGGM publiziert.

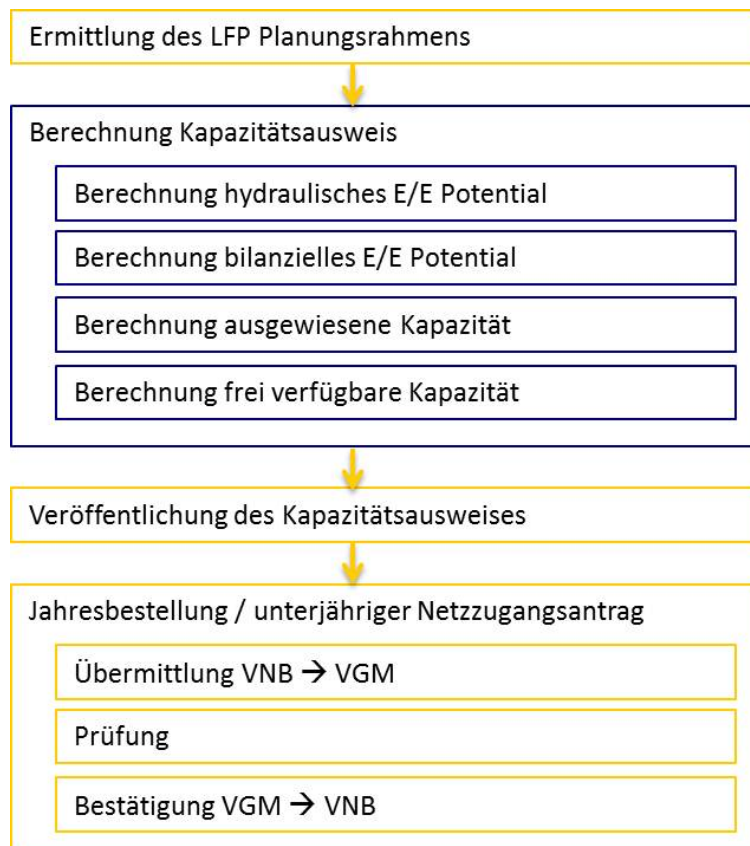
4 Berechnung des Kapazitätsausweises

4.1 Prozess für die Berechnung des Kapazitätsausweises

Der Prozess für die Kapazitätsberechnung und Vergabe ist in folgender Grafik dargestellt, wobei der Prozess für Berechnung des Kapazitätsausweises die Prozessschritte umfasst, die blau umrandet dargestellt sind.

Der Prozess wird

- einmal jährlich im Zuge der Langfristigen Planung durchgeführt
- kann bei unvorhergesehenen Ereignissen, die eine Neuberechnung des Kapazitätsausweises erforderlich machen, jederzeit angestoßen werden.



4.2 Betrachtete Lastfälle

Grundsätzlich wird zwischen zwei Lastfällen unterschieden, die jeweils in 70 verschiedenen Lastflussszenarien analysiert werden:

Lastfall Maximaler Exit:

Beim Lastfall „Maximaler Exit“ wird für jeden Exit Punkt (Exit Cluster) die maximale gleichzeitig zur Verfügung stehende Exit Kapazität errechnet.

Lastfall Maximaler Entry:

Beim Lastfall „Maximaler Entry“ wird für jeden Entry Punkt (Entry Cluster) die maximale gleichzeitig zur Verfügung stehende Entry Kapazität errechnet.

Sowohl der Lastfall „Maximaler Exit“ als auch der Lastfall „Maximaler Entry“ wird für einen „best case“ und einen „worst case“ der hydraulischen Randbedingungen, für mehrere Absatzniveaus im Verteilergbiet und für die nächsten 10 Jahre, gerechnet.

Die Kombination der Berechnungen ist in untenstehender Grafik dargestellt.

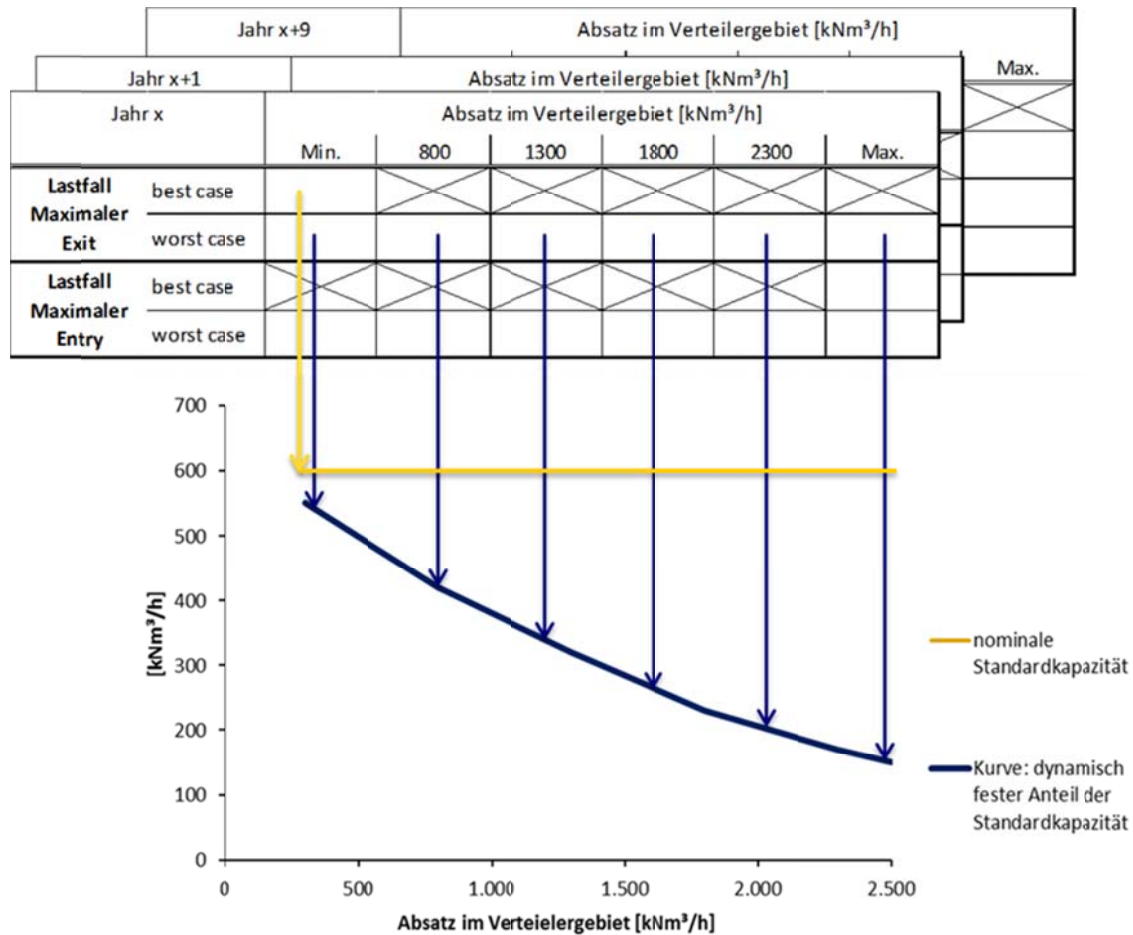
		Jahr x+9		Absatz im Verteilergbiet [kNm ³ /h]							
		Min.	800	1300	1800	2300	Max.				
		Jahr x+1		Absatz im Verteilergbiet [kNm ³ /h]							
		Min.	800	1300	1800	2300	Max.				
		Jahr x		Absatz im Verteilergbiet [kNm ³ /h]							
		Min.	800	1300	1800	2300	Max.				
Lastfall Maximaler Exit	best case										
	worst case										
Lastfall Maximaler Entry	best case										
	worst case										

Die Richtung Entry /Exit wird immer aus Sicht des Verteilernetzes gesehen. Umgelegt auf einen Speicher bedeutet dies, dass mit Entry das Ausspeichern (vom Speicher in das Netz) und Exit das Einspeichern (vom Netz in den Speicher) gemeint ist.

4.3 Lastfall maximaler Exit

Der Lastfall „maximaler Exit“ wird in Kombination aus mehreren Ausprägungen („best case“- „worst case“; Jahr; Absatz) gerechnet.

Der „best case“ wird berechnet um die nominelle Standardkapazität zu ermitteln. Der „worst case“ wird berechnet um den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität zu ermitteln. Die folgende schematische Darstellung zeigt die Ergebnisse der einzelnen Berechnungen.



Der Lastfall „maximaler Exit“ wird grundsätzlich in allen Ausprägungen für die nächsten 10 Jahre betrachtet, wobei die Ausprägung „Jahre“ nur dann hydraulisch gerechnet wird, wenn innerhalb der nächsten 10 Jahre eine substantielle Veränderung, die zu einer geringeren auszuweisenden Kapazität führen können, zu erwarten sind. Substantielle Änderungen können z.B. Leitungsrückbauten oder massive Veränderungen in der räumlichen Absatzverteilung im Verteilerggebiet sein.

Für die weiteren Berechnungen wird dann der kleinste Wert aus den Berechnungen für alle betrachteten Jahre herangezogen.

4.3.1 Priorisierung der Exit Punkte

Die Priorisierung der Exit Punkte erfolgt nach folgender Tabelle.

<i>Entry</i>	<i>Priorität</i>	<i>Exit</i>
Bio+synth. Gas Produktion		
Produktion		
NKP TD (Import FL-->VG)		
	1	Endkunden im VG
	2	Kleiner Grenzverkehr (Export)
	3	Speicher (Einspeichern)
	4	NKP TD (Export VG-->FL)

Gemäß der festgelegten Priorisierung der Exit Punkte, werden durch die hydraulisch mögliche Einspeisung zuerst die Endkunden versorgt. In zweiter Priorität wird die Exit Kapazität am kleinen Grenzverkehr bis zur Stationskapazität zugeteilt. In dritter Priorität wird die Exit Kapazität den Speichern zugewiesen. Exporte aus dem Verteilergesamt haben die niedrigste Priorität.

4.3.2 Berechnungsparameter für den "best case"

In der hydraulischen Berechnung werden die best möglichen Parameter zugrunde gelegt, die realistisch zu erwarten sind, um eine möglichst hohe Exit Kapazität ausweisen zu können. Diese Bedingung gilt vor allem für die Netzkoppelungspunkte Fernleitung-Verteilergesamt (NKP TD Import FL -> VG), hier werden die maximal realistisch zu erwarten Übergabedrucke zugrunde gelegt.

Der „best case“ wird nur für den minimalen Absatz im Verteilergesamt berechnet, da die ausweisbare nominelle Standardkapazität immer gleich groß ist und das Maximum beim minimalen Absatz im Verteilergesamt erreicht werden kann.

In folgender Tabelle wird dargestellt, welche Ein- bzw. Ausspeisepunkte berechnet bzw. als Parameter in der Berechnung behandelt werden. Außerdem wird für die Parameter dargestellt mit welchem Wert sie in die Berechnung einfließen.

Es werden sämtliche Exit Punkte entsprechend ihrer Priorität berechnet. Bereits berechnete Exit Punkte fließen als Parameter in die Berechnung der Exit Punkte niedrigerer Priorität ein.

	Entry/Exit Punkte	Berechnet	Parameter	Wert	Herkunft
Entry-Punkt	Bio- + synth. Gas Produktion		X	95% Perzentil Juni bis September	IST Werte Vorjahr
	Produktion		X	95% Perzentil Juni bis September	IST Werte Vorjahr
	NKP TD (Import FL -> VG)		X	Max P (Max Q)	Kapazitätsverträge
Exit-Punkt	Endkundenverbrauch		X	Min Q	Prognose LFP
	Kleiner Grenzverkehr	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Speicher	X			
	NKP TD (Export VG -> FL)		X	Null	

Im Folgenden werden die einzelnen Parameter beschreiben:

Bio- u. synthetische Gas Produktion: Es kann eine umso höhere Exit Kapazität ausgewiesen werden, je höher die Bio- u. synthetische Gas Produktion ist. Da die Einspeicherung vor allem in den Sommermonaten erfolgt wird das 95% Perzentil der Bio- u. synthetische Gas Produktion der Monate Juni bis September der Ist Werte des Vorjahres herangezogen.

Produktion: Am kleinen Grenzverkehr und an den Speichern kann eine umso höhere Exit Kapazität ausgewiesen werden, je höher die Gas Produktion ist. Da die Einspeicherung vor allem in den Sommermonaten erfolgt wird das 95% Perzentil der Gas Produktion der Monate Juni bis September der Ist Werte des Vorjahres herangezogen.

NKP TD (Import FL -> VG): An den Netzkoppelungspunkten Fernleitung-Verteilergebiet werden die maximal realistisch zu erwarten Übergabedrucke zugrunde gelegt. Die Gasmengen sind an den Netzkoppelungspunkten durch die bestehenden Kapazitätsverträge bestimmt. Bei der Berechnung werden im Rahmen der vereinbarten Flexibilität die für das Ergebnis günstigsten Mengen angesetzt.

Endkundenverbrauch (Absatz im Verteilergebiet): Für die Berechnung der nominalen Standardkapazität wird der minimale Endkundenabsatz angesetzt.

Kleiner Grenzverkehr: Im Lastfall „maximaler Exit“ wird die Exit Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der Stationskapazität entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Exit Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird die ausgewiesene Standardkapazität zugrunde gelegt.

Speicher: Im „best case“ wird die nominelle Exit Standardkapazität berechnet.

NKP TD (Export VG -> FL): Die Netzkoppelungspunkte Verteilergebiet-Fernleitung werden hier nur der Vollständigkeit halber aufgelistet. Im Lastfall „maximaler Exit“ werden an diesen Punkten keine Parameter gesetzt. Ein gleichzeitiger Import und Export aus der Fernleitungsebene ist nicht vorgesehen.

4.3.3 Berechnungsparameter für den “worst case”

In der hydraulischen Berechnung werden die ungünstigsten Parameter zugrunde gelegt, die realistisch zu erwarten sind, um die jederzeit mögliche darstellbare EXIT Kapazität ausweisen zu können. Dies gilt vor allem für die Bedingungen an den Netzkoppelungspunkten Fernleitung-Verteilergebiet (NKP TD Import FL -> VG), hier werden die minimal realistisch zu erwarten Übergabedrucke zugrunde gelegt.

Der „worst case“ wird für mehrere Absatzszenarien im Verteilergebiet berechnet. Die Absätze werden vom minimalen Absatz in 500.000 Nm³/h Schritten bis zum maximalen Absatz variiert.

In folgender Tabelle wird dargestellt, welche Ein- bzw. Ausspeisepunkte berechnet bzw. als Parameter in der Berechnung behandelt werden. Außerdem wird für die Parameter dargestellt, mit welchem Wert sie in die Berechnung einfließen.

Es werden sämtliche Exit Punkte entsprechend ihrer Priorität berechnet. Bereits berechnete Exit Punkte fließen als Parameter in die Berechnung der Exit Punkte niedrigerer Priorität ein.

	Entry/Exit Punkte	Berechnet	Parameter	Wert	Herkunft
Entry-Punkt	Bio- + synth. Gas Produktion		X	5% Perzentil Juni bis September	IST Werte Vorjahr
	Produktion		X	5% Perzentil Juni bis September	IST Werte Vorjahr
	NKP TD (Import FL -> VG)		X	Min P (Max Q)	Kapazitätsverträge
Exit-Punkt	Endkundenverbrauch		X	Min bis Max Q	Prognose LFP
	Kleiner Grenzverkehr	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Speicher	X			
	NKP TD (Export VG -> FL)		X	Null	

Im Folgenden werden die einzelnen Parameter beschreiben:

Bio- u. synthetische Gas Produktion: Um die jederzeit darstellbare Kapazität am kleinen Grenzverkehr und an den Speichern auszuweisen, muss die Bio- u. synthetische Gas Produktion möglichst konservativ angesetzt werden. Da die Einspeicherung vor allem in den Sommermonaten erfolgt wird das 5% Perzentil der Bio- u. synthetische Gas Produktion der Monate Juni bis September der Ist Werte des Vorjahres herangezogen.

Produktion: Um die jederzeit darstellbare Kapazität am kleinen Grenzverkehr und an den Speichern auszuweisen, muss die Gas Produktion möglichst konservativ angesetzt werden. Da die Einspeicherung vor allem in den Sommermonaten erfolgt wird das 5% Perzentil der Gas Produktion der Monate Juni bis September der Ist Werte des Vorjahres herangezogen.

NKP TD (Import FL -> VG): An den Netzkoppelungspunkten Fernleitung-Verteilergebiet werden die minimal realistisch zu erwarten Übergabedrucke zugrunde gelegt. Die Gasmengen sind an den Netzkoppelungspunkten durch die bestehenden Kapazitätsverträge

bestimmt. Bei der Berechnung werden im Rahmen der vereinbarten Flexibilität die für das Ergebnis günstigsten Mengen angesetzt.

Endkundenverbrauch (Absatz im Verteilergbiet): Für die Berechnung des dynamisch festen Anteiles der Standardkapazität werden die Absätze im Verteilergbiet vom minimalen Absatz in 500.000 Nm³/h Schritten bis zum Maximalen Absatz variiert.

Kleiner Grenzverkehr: Im Lastfall „maximaler Exit“ wird die Exit Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der Stationskapazität entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Exit Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird die ausgewiesene Standardkapazität zugrunde gelegt.

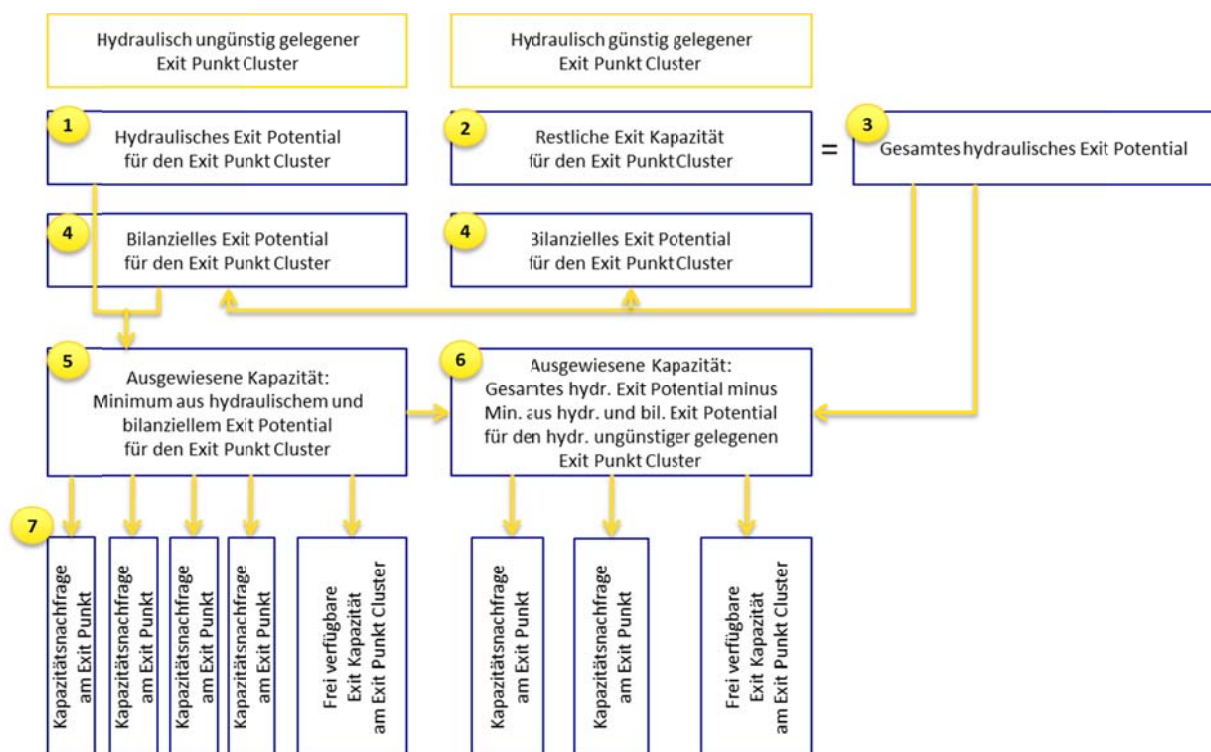
Speicher: Im „worst case“ wird der dynamisch feste Anteil der Exit Standardkapazität berechnet.

NKP TD (Export VG -> FL): Die Netzkoppelungspunkte Verteilergbiet-Fernleitung werden hier nur der Vollständigkeit halber aufgelistet. Im Lastfall „maximaler Exit“ werden an diesen Punkten keine Parameter gesetzt. Ein gleichzeitiger Import und Export aus der Fernleitungsebene ist nicht vorgesehen.

4.3.4 Rechenprozess

Der Berechnung wird gemäß der folgenden Grafik durchgeführt. Die einzelnen Rechenschritte sind nachfolgend erläutert.

Bei der hydraulischen Berechnung wird so vorgegangen, dass zuerst die Exit Punkte mit höherer Priorität versorgt werden und dann die Exit Punkte mit niederer Priorität. Innerhalb einer Prioritätsklasse werden zuerst hydraulisch ungünstiger gelegene Exit Punkte berücksichtigt, bis die hydraulischen Möglichkeiten voll ausgeschöpft sind und dann werden hydraulisch günstiger gelegene Exit Punkte berücksichtigt, bis das Entry Potential [NKP TD Import FL -> VG] voll ausgeschöpft ist. Wobei hydraulisch gleichwertig gelegene Exit Punkte zu Exit Punkt Clustern zusammengefasst werden.



Das Ergebnis der Berechnung ergibt das hydraulische Exit Potential für die hydraulisch ungünstiger gelegenen Exit Punkte [Schritt 1] und die restliche Exit Kapazität für die hydraulisch günstiger gelegenen Exit Punkte [Schritt 2]. Aufgrund der hydraulischen Situation kann davon ausgegangen werden, dass eine Verlagerung der Exit Kapazität von den hydraulisch ungünstig gelegenen Punkten zu den hydraulisch günstig gelegenen Punkten problemlos stattfinden kann. Die Summe der Exit Kapazitäten ergibt das gesamte hydraulische Exit Potential [Schritt 3].

Um eine Bevorzugung der hydraulisch ungünstiger gelegenen Punkte zu vermeiden erfolgt in einem zweiten Schritt eine bilanzielle Aufteilung des gesamten hydraulischen Exit Potentials entsprechend der Kapazitätsnachfrage an den jeweiligen Exit Punkten [Schritt 4].

$$BEP_x = GHP \times \frac{KNF_x}{KNF_a}$$

BEP _x	Bilanzielles Exit Potential am Exit Punkt Cluster X
GHP	Gesamtes hydraulisches Exit Potential
KNF _x	Kapazitätsnachfrage am Exit Punkt Cluster X
KNF _a	Kapazitätsnachfrage an allen Exit Punkt Clustern

Die Kapazitätsnachfrage am Exit Punkt Cluster ist die Summe aus:

- gebuchte SK Kapazität gemäß letzter Jahresbestellung
- gebuchte SK Kapazität mit unterjährigem NZA
- mit Kapazitätserweiterungsantrag beantragte SK Kapazität, die auch hydraulisch dargestellt werden kann.

Die ausgewiesene Exit Kapazität am hydraulisch ungünstiger gelegenen Exit Punkt Cluster ist das Minimum aus hydraulischem Exit Potential am Exit Punkt Cluster und dem bilanziellem Exit Potential am Exit Punkt Cluster [Schritt 5].

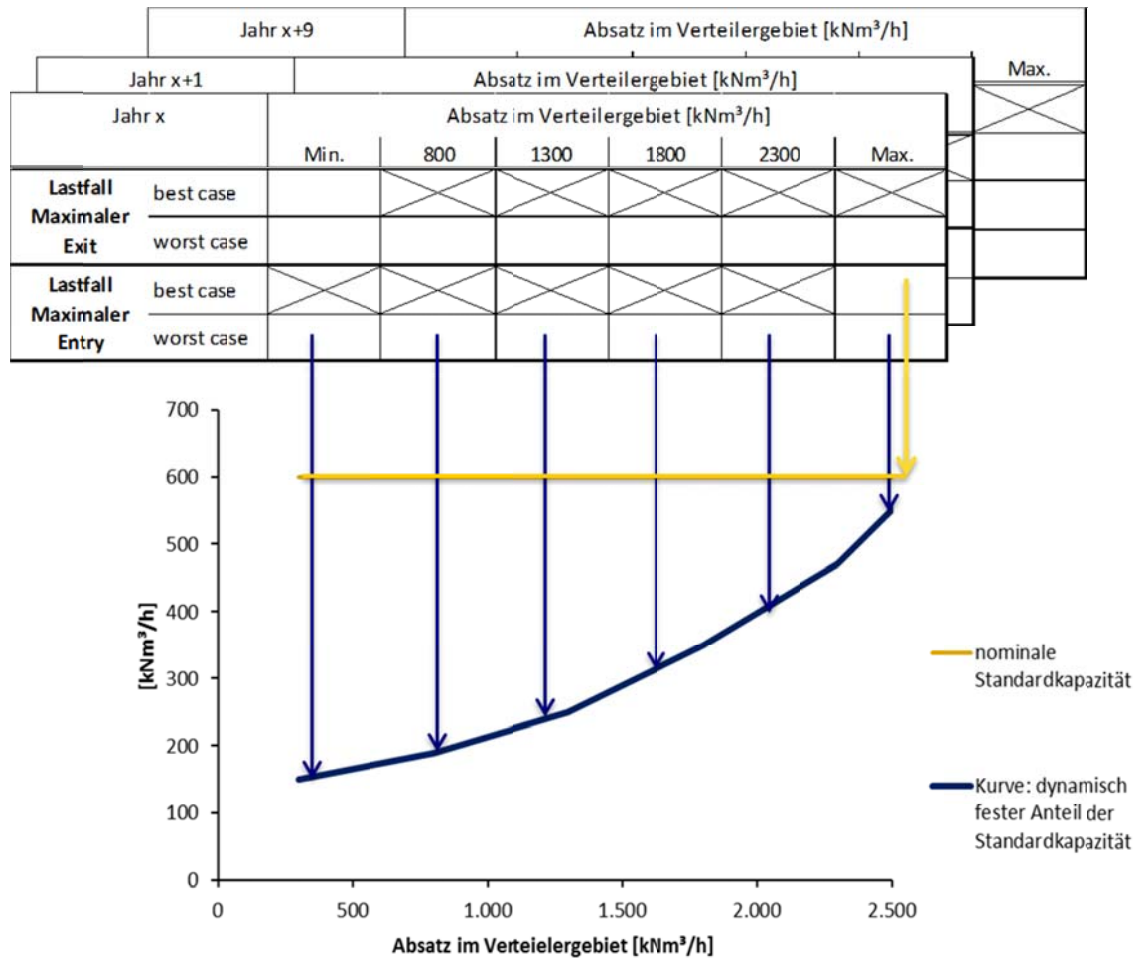
Die ausgewiesene Exit Kapazität am hydraulisch günstiger gelegenen Exit Punkt Cluster ergibt sich aus dem gesamten hydraulischen Exit Potential minus der ausgewiesenen Exit Kapazität am hydraulisch ungünstiger gelegenen Exit Punkt Cluster [Schritt 6].

Die Exit Kapazität innerhalb eines Exit Punkt Clusters wird auf die einzelnen Exit Punkte im Exit Punkt Cluster aufgeteilt. Jedem Exit Punkt wird die gebuchte Kapazität (SK Kapazität der letzten Jahresbestellung plus seit der letzten Jahresbestellung gebuchte SK Kapazität mit unterjährigem NZA) zugeordnet. Der Rest wird als frei verfügbare Kapazität am Exit Punkt Cluster ausgewiesen [Schritt 7]. Die frei verfügbare Kapazität wird entsprechend der Marktregeln vergeben.

4.4 Lastfall maximaler Entry

Der Lastfall „maximaler Entry“ wird in Kombination aus mehreren Ausprägungen („best case“-„worst case“; Jahr; Absatz) gerechnet.

Der „best case“ wird berechnet um die nominelle Standardkapazität zu ermitteln. Der „worst case“ wird berechnet um den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität zu ermitteln. Die folgende schematische Darstellung zeigt die Ergebnisse der einzelnen Berechnungen.



Der Lastfall „maximaler Entry“ wird grundsätzlich in allen Ausprägungen für die nächsten 10 Jahre betrachtet, wobei die Ausprägung „Jahre“ nur dann hydraulisch gerechnet wird, wenn innerhalb der nächsten 10 Jahre eine substantielle Veränderung, die zu einer geringeren auszuweisenden Kapazität führen können, zu erwarten sind. Substantielle Änderungen können z.B. Leitungsrückbauten oder massive Veränderungen in der räumlichen Absatzverteilung im Verteilergebiet sein.

Für die weiteren Berechnungen wird dann der kleinste Wert aus den Berechnungen für alle betrachteten Jahre herangezogen.

4.4.1 Priorisierung der Entry Punkte

Die Priorisierung der Entry Punkte erfolgt nach folgender Tabelle.

Priorität	Entry	Exit
1	Bio+synth. Gas Produktion	
2	Produktion	
3	Kleiner Grenzverkehr (Import)	
4	Speicher (Ausspeichern)	
5	NKP TD (Import FL-->VG)	
		Endkunden im VG
		NKP TD (Export VG-->FL)

Gemäß der festgelegten Priorisierung der Entry Punkte, werden durch den hydraulisch mögliche Endkundenabsatz bzw. Export in das Fernleitungsnetz zuerst die Bio- u. synthetische Gas Produktion bedient. In zweiter Priorität wird die Entry Kapazität der Gas Produktion zugeteilt. Die hohe Priorisierung der Gasproduktion wird mit der Erhaltung der Inlandseigengasproduktion begründet. In dritter Priorität wird die Entry Kapazität am kleinen Grenzverkehr zugeteilt. Die Priorisierung des kleinen Grenzverkehrs vor den Speichern wird mit der bestmöglichen Versorgungssicherheit der Endkunden begründet, da es besser ist zuerst Gas aus dem Ausland zu beziehen als eingespeichertes Gas aus den Speichern zu verbrauchen. In vierter Priorität wird die Exit Kapazität den Speichern zugewiesen.

4.4.2 Berechnungsparameter für den "best case"

In der hydraulischen Berechnung werden die best möglichen Parameter zugrunde gelegt, die realistisch zu erwarten sind, um eine möglichst hohe Entry Kapazität ausweisen zu können.

Der „best case“ wird nur in der für den maximalen Absatz im Verteilergelände berechnet, da die ausweisbare nominelle Standardkapazität immer gleich groß ist und das Maximum beim maximalen Absatz im Verteilergelände erreicht werden kann.

In folgender Tabelle wird dargestellt, welche Ein- bzw. Ausspeisepunkte berechnet bzw. als Parameter in der Berechnung behandelt werden. Außerdem wird für die Parameter dargestellt mit welchem Wert sie in die Berechnung einfließen.

Im Lastfall „maximaler Entry“ werden alle Entry Punkte entsprechend Ihrer Priorität berechnet. Bereits berechnete Entry Punkte fließen als Parameter in die Berechnung der Entry Punkte mit niedrigerer Priorität ein.

	Entry/Exit Punkte	Berechnet	Parameter	Wert	Herkunft
Entry-Punkt	Bio- + synth. Gas Produktion	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Produktion	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Kleiner Grenzverkehr	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Speicher	X			
	NKP TD (Import FL -> VG)		X	Null	
Exit-Punkt	Endkundenverbrauch		X	Max Q	Prognose LFP
	NKP TD (Export VG -> FL)		X	Exit FZK und UK	Kapazitätsverträge

Im Folgenden werden die einzelnen Parameter beschreiben:

Bio- u. synthetische Gas Produktion: Im Lastfall „maximaler Entry“ wird die Entry Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der gebuchten SK aus dem Vorjahr entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Entry Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird die ausgewiesene Standardkapazität der Bio- u. synthetische Gas Produktion angesetzt.

Produktion: Im Lastfall „maximaler Entry“ wird die Entry Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der gebuchten SK aus dem Vorjahr entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Entry Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird die ausgewiesene Standardkapazität der Gas Produktion angesetzt.

Kleiner Grenzverkehr: Im Lastfall „maximaler Entry“ wird die Entry Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der Stationskapazität entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Exit Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

Speicher: Im „best case“ wird die nominelle Entry Standardkapazität für diese Punkte berechnet.

NKP TD (Import FL -> VG): Die Netzkoppelungspunkte Fernleitung-Verteilergebiet werden hier nur der Vollständigkeit halber aufgelistet. Im Lastfall „maximaler Entry“ werden an diesen Punkten keine Parameter gesetzt. Ein gleichzeitiger Import und Export aus der Fernleitungsebene ist nicht vorgesehen.

Endkundenverbrauch (Absatz im Verteilergebiet): Für die Berechnung der nominalen Standardkapazität wird der maximale Endkundenabsatz angesetzt.

NKP TD (Export VG -> FL): Im „best case“ werden an den Netzkoppelungspunkten Verteilergebiet-Fernleitung die maximal möglichen Exporte angesetzt, die im Rahmen der gebuchten FZK und UK Exit Kapazitäten abgewickelt werden können.

4.4.3 Berechnungsparameter für den „worst case“

In der hydraulischen Berechnung werden die ungünstigsten Parameter zugrunde gelegt, die realistisch zu erwarten sind, um die jederzeit mögliche darstellbare Entry Kapazität ausweisen zu können.

Der „worst case“ wird für mehrere Absatzszenarien im Verteilergesamtgebiet berechnet. Die Absätze werden vom minimalen Absatz in 500.000 Nm³/h Schritten bis zum Maximalen Absatz variiert.

In folgender Tabelle wird dargestellt, welche Ein- bzw. Ausspeisepunkte berechnet bzw. als Parameter in der Berechnung behandelt werden. Außerdem wird für die Parameter dargestellt mit welchem Wert sie in die Berechnung einfließen.

Im Lastfall „maximaler Entry“ werden alle Entry Punkte entsprechend Ihrer Priorität berechnet. Bereits berechnete Entry Punkte fließen als Parameter in die Berechnung der Entry Punkte mit niedrigerer Priorität ein.

	Entry/Exit Punkte	Berechnet	Parameter	Wert	Herkunft
Entry-Punkt	Bio- + synth. Gas Produktion	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Produktion	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Kleiner Grenzverkehr	X	X	SK	Kapazitätsausweis
	Speicher	X			
Exit-Punkt	Endkundenverbrauch		X	Min bis Max Q	Prognose LFP
	NKP TD (Export VG -> FL)		X	Exit FZK	Kapazitätsverträge

Im Folgenden werden die einzelnen Parameter beschrieben:

Bio- u. synthetische Gas Produktion: Im Lastfall „maximaler Entry“ wird die Entry Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der gebuchten SK aus dem Vorjahr entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Entry Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird im „worst case“ die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

Produktion: Im Lastfall „maximaler Entry“ wird die Entry Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der gebuchten SK aus dem Vorjahr entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Entry Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird im „worst case“ die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

Kleiner Grenzverkehr: Im Lastfall „maximaler Entry“ wird die Entry Kapazität für diese Punkte berechnet, welche der Stationskapazität entspricht. Gehen diese Punkte als Parameter in die Berechnung der Exit Punkte mit geringerer Priorität ein, so wird die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

Speicher: Im „worst case“ wird der dynamisch feste Anteil der Entry Standardkapazität für diese Punkte berechnet.

NKP TD (Import FL -> VG): Die Netzkoppelungspunkte Fernleitung-Verteilergesamtgebiet werden hier nur der Vollständigkeit halber aufgelistet. Im Lastfall „maximaler Entry“ werden an

diesen Punkten keine Parameter gesetzt. Ein gleichzeitiger Import und Export aus der Fernleitungsebene ist nicht vorgesehen.

Endkundenverbrauch (Absatz im Verteilergesamt): Für die Berechnung des dynamisch festen Anteils der Standardkapazität werden die Absätze im Verteilergesamt vom minimalen Absatz in 500.000 Nm³/h Schritten bis zum Maximalen Absatz variiert.

NKP TD (Export VG -> FL): Im „worst case“ werden an den Netzkoppelungspunkten Verteilergesamt-Fernleitung die maximal möglichen Exporte angesetzt, die im Rahmen der gebuchten FZK Exit Kapazitäten abgewickelt werden können.

4.4.4 Rechenprozess

Der Lastfall „maximaler Entry“ wird nach denselben Grundsätzen und Rechenvorschriften wie der Lastfall „maximaler Exit“ berechnet, deshalb wird auf eine nochmalige Beschreibung verzichtet.

5 Simulationsparameter

5.1 Simulationsprogramm

Die verschiedenen Lastflussszenarien werden mittels der Software SIMONE simuliert. Das Netz wird durch ein Knoten-Kanten-Modell dargestellt, wobei die Kanten die Leitungen, Regler, Verdichter, Messstrecken etc. und die Knoten Ein- und Ausspeisepunkte des Netzes repräsentieren. Simuliert wird, indem an den Knoten Drücke bzw. Mengen vorgegeben werden. Das Simulationsprogramm SIMONE liefert als Ergebnis des Rechenlaufes, ob eine zulässige Lösung gefunden wurde sowie detaillierte Zustandsgrößen im Simulationsnetz. Diese Zustandsgrößen werden gegen die Prüfkriterien geprüft, soweit diese nicht schon als Eingangsparameter (Randbedingungen) in die Simulation eingeflossen sind.

5.2 Simulationsrandbedingungen

5.2.1 Absatz im Verteilergebiet

Die Prognose für den Endkundenabsatz wird im Rahmen der Langfristigen Planung erstellt. Die aktuellen Werte, die bei der Berechnung des Kapazitätsausweises zugrunde gelegt werden, werden im LFP Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ angeführt.

5.2.2 Netzkoppelungspunkte

Die vertraglichen Vereinbarungen bzgl. der Netzkoppelungspunkte zwischen dem Fernleitungsnetz und dem Verteilernetz können Änderungen unterliegen. Die aktuellen Werte, die bei der Berechnung des Kapazitätsausweises zugrunde gelegt werden, werden im LFP Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ angeführt.

5.2.3 Simulationsnetz

Grundlage für das Simulationsnetz bildet der Bestand zum Zeitpunkt der Berechnung. Projekte, die innerhalb der nächsten 10 Jahre realisiert werden, werden in ihrem jeweiligen Fertigstellungsjahre berücksichtigt. Als Projekt werden sämtliche Netzänderungen, die mit einem Netzausbauvertrag abgesichert sind betrachtet. Die Netzänderungen, die bei der Berechnung des Kapazitätsausweises zugrunde gelegt werden, werden im LFP Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ angeführt.

5.3 Hydraulische Bedingungen

5.3.1 Gastemperatur

Für die Gastemperatur wird die durchschnittliche Bodentemperatur in 1m Tiefe angenommen. Die aktuell verwendeten Werte werden im LFP Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ festgelegt

5.3.2 Gaszusammensetzung

Es wird die Gaszusammensetzung gewählt, deren Brennwert dem zum Zeitpunkt der Berechnung gültigen Verteilergebietsbrennwert entspricht. Die aktuell verwendeten Werte werden im LFP Anhang „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ festgelegt.

5.3.3 Druckverluste über Stationen

Durch ihre technischen Einbauten und die geringeren Rohrdurchmesser kommt es in Stationen immer zu Druckverlusten. Diese werden in der Rechnung konstant in jener Größe berücksichtigt, wie sie beim maximal möglichen Durchfluss durch die Station auftreten.

5.3.4 Rohrrauigkeit

Die Rohrrauigkeit wird entsprechend den Werten der Anhänge I der Netzbetreiberverträge angesetzt und ggf. im Rahmen der Simulationsnetz-kalibrierung angepasst.

5.4 Prüfkriterien

5.4.1 Mengen

Innerhalb des Netzes wird überprüft ob Mengengrenzen nicht unter- bzw. überschritten werden. Hierbei werden vertragliche (z.B.: gebuchte Kapazitäten) sowie technische (z.B.: Nennleistung von Messtrecken) Grenzen berücksichtigt, die in den Netzbetreiber-, Netzkopplungs- oder Kapazitätsverträgen vereinbart wurden.

5.4.2 Drücke

Analog zu den Mengen wird sowohl gegen vertragliche (z.B.: vereinbarte Mindestdrücke der Anhänge I der Netzbetreiberverträge) als auch technische (z.B.: Nenndruck einer Station) Druckgrenzen innerhalb des Netzes geprüft.

Abkürzungsverzeichnis

FL	Fernleitung
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
LFP	Langfristige Planung
Max	Maximum
Min	Minimum
NKP TD	Netzkoppelungspunkt Fernleitung-Verteilernetz
NZA	Netzzugangsantrag
P	Gasdruck
Q	Gasmenge
SK	Standardkapazität
UK	Unterbrechbare Kapazität
VG	Verteilergebiet
VGM	Verteilergebietsmanager
VNB	Verteilernetzbetreiber