



Alternativen für die Sicherstellung der Gasversorgung in heutigen L-Gas-Versorgungsgebieten

Beispielberechnungen zur Studie

*„Entscheidungsmodell für die Auswahl unterschiedlicher
Anpassungsoptionen für die L-Gas-/H-Gas-Versorgung“*

Autoren

Dipl.-Wirtschaftsing. Bastian Sauer • Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer

Bericht im Auftrag von

Nowega GmbH
Nevinghoff 20
48147 Münster

Endfassung

Clausthal-Zellerfeld, 29.10.2013



Technische Universität Clausthal
Institut für Erdöl- und Erdgastechnik
Lehrstuhl für Gasversorgungssysteme
Agricolastr. 10
38678 Clausthal-Zellerfeld

Inhalt

Inhalt	i
Abbildungsverzeichnis	ii
Tabellenverzeichnis	ii
1 Hintergrund	1
2 Bewertung	2
2.1 Untersuchungsszenario	3
2.1.1 Szenario A	3
2.1.2 Szenario B	3
2.2 Bewertungsmethodik	3
3 Eingangsdaten	5
3.1 Technische Konvertierung	6
3.2 Marktraumumstellung	7
3.2.1 Gerätetechnik	7
3.2.2 Biogaseinspeiseanlagen	9
3.2.3 Infrastrukturmaßnahmen	11
3.3 Preissteigerungsrate	11
4 Modellergebnisse	12
4.1 Fall 1: Ein Prozent Preissteigerung	13
4.2 Fall 2: Drei Prozent Preissteigerung	15
4.3 Übersicht der Ergebnisse	16
4.4 Variation von Inflationsrate und Kalkulationszinssatz	16
5 Zusammenfassung	20
Literaturverzeichnis	21

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatzbereiche der Maßnahmen VK, TK und MRU	2
Abbildung 2: Entscheidungsmodellierung für den Zeitraum 2015 bis 2034 mit einer Preissteigerungsrate von einem Prozent	13
Abbildung 3: Entscheidungsmodellierung für den Zeitraum 2015 bis 2034 mit einer Preissteigerungsrate von drei Prozent	15
Abbildung 4: Kapitalwerte unterschiedlicher Kombinationen aus Inflation und Kalkulationszinssatz für eine Preissteigerung von einem Prozent	17
Abbildung 5: Kapitalwerte unterschiedlicher Kombinationen aus Inflation und Kalkulationszinssatz für eine Preissteigerung von drei Prozent	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeiner Untersuchungsrahmen	5
Tabelle 2: Auszahlungen für eine Anlage zur technischen Konvertierung	6
Tabelle 3: Kundenstruktur	7
Tabelle 4: Auszahlungen für Infrastrukturmaßnahmen	11
Tabelle 5: Ergebnisübersicht	16
Tabelle 6: Ergebnisübersicht der Kapitalwerte unterschiedlicher Kombinationen aus Inflation und Kalkulationszinssatz	19

1 Hintergrund

Die nachfolgenden Ausführungen sollen die Anwendung des in der Studie (TU Clausthal, 2013) erarbeiteten Entscheidungsmodells zur Wirtschaftlichkeitsbewertung anhand von Beispieldaten der Nowega GmbH (Nowega) und der Avacon AG (Avacon) für einen konkreten Anwendungsfall innerhalb des Nowega-Netzes verdeutlichen.

Das angewendete Modell wurde im Rahmen einer durch die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beauftragten Studie erarbeitet und für die hier dargestellte konkrete Anwendung modifiziert. Der ursprüngliche Zweck des erarbeiteten Modells ist die Erfüllung der durch den Festlegungsbeschluss BK7-11-002 definierten Aufgabe der MGV, einer vergleichenden wirtschaftlichen Bewertung der Maßnahmen der virtuellen Konvertierung (VK)¹, der technischen Konvertierung (TK) sowie der Marktraumumstellung (MRU) nachzukommen. Die dabei durchgeführte Bewertung legt eine rein marktbasierende Sichtweise zugrunde. Im Gegensatz dazu zielt die Anwendung des modifizierten Modells in diesem Bericht auf die Sichtweise der Fernleitungsnetzbetreiber. Diese sind weniger marktgerichtet, sondern streben vielmehr eine langfristige Entscheidungsfindung zur gesamtwirtschaftlich effizienten Gewährleistung der Versorgungssicherheit an und machen hierdurch die Berücksichtigung von Leistungsbilanzen erforderlich.

Relevante Kriterien und Prozesse, die im Rahmen einer wirtschaftlichen Bewertung von Bedeutung sind, wurden unter Beteiligung der relevanten Akteure (Fernleitungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Produzenten, Bundesnetzagentur) gemeinsam in begleitenden Workshops im Rahmen der Studie (TU Clausthal, 2013) identifiziert und sind somit in das Entscheidungsmodell eingeflossen. Das Ziel der modifizierten Anwendung des Entscheidungsmodells ist es, konkrete Aussagen darüber zu treffen, welche Handlungsoption unter verschiedenen situativen Bedingungen gesamtwirtschaftlich auf lange Sicht vorteilhaft ist.

Für den Anwendungsfall im Nowega-Netz werden in den nachfolgenden Betrachtungen konkrete Berechnungen, basierend auf zwei unterschiedlichen, von Nowega definierten, Untersuchungsszenarien durchgeführt. Diese Berechnungen werden in den nachfolgenden Abschnitten analysiert und dargestellt.²

¹ In der Studie (TU Clausthal, 2013) wird analog zur Begrifflichkeit der virtuellen Konvertierung der Begriff der kommerziellen Konvertierung verwendet.

² Die Ergebnisse dieser Modellierung, die in Abschnitt vier dargestellt werden, sind auf einen konkreten Anwendungsfall für das Nowega-Netz bezogen und somit nicht verallgemeinerbar und übertragbar auf andere Netzgebiete.

2 Bewertung

Als Bewertungsmethodik werden unterschiedliche Kostenpfade untersucht, die sich zusammensetzen aus den in (TU Clausthal, 2013) vorgestellten Maßnahmen (VK, TK und MRU). Vorab ist allerdings herauszustellen, dass sich nicht jede der drei Maßnahmen gleichermaßen dazu eignet, das Versorgungsproblem bei Rückgang des L-Gas-Aufkommens im deutschen L-Gas-Netz zu lösen. Abbildung 1 zeigt die Eignung der jeweiligen Maßnahmen in Bezug auf verschiedene Einsatzbereiche.

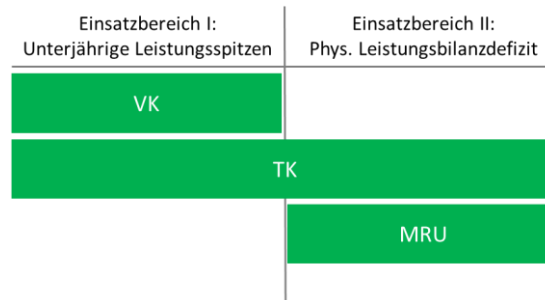


Abbildung 1: Einsatzbereiche der Maßnahmen VK, TK und MRU

Die VK ist lediglich dazu geeignet, unterjährige Bilanzungleichgewichte auszugleichen. Ab dem Zeitpunkt, an dem das L-Gas-Aufkommen insgesamt den L-Gas-Bedarf nicht mehr decken kann (Leistungsbilanzdefizit), sind nur noch die Maßnahmen der TK sowie der MRU durchführbar. Insbesondere der erste Einsatzbereich der unterjährigen Leistungsspitzen nach Abbildung 1 und damit eine marktbasierete Sichtweise wird in der Studie (TU Clausthal, 2013) genauer untersucht. Aus Sicht dieses Berichts für eine konkrete Entscheidungsfindung für den Fernleitungsnetzbetreiber Nowega ist dieser Einsatzbereich einer rein marktbasiereten Entscheidungsfindung weniger interessant und wird aus diesem Grund nicht weiter betrachtet. Von Interesse ist für den Fernleitungsnetzbetreiber hingegen, wie konkret zu entscheiden ist, wenn ein tatsächliches physisches Leistungsbilanzdefizit in seinem Netz eintritt und damit der L-Gas-Bedarf nicht mehr durch das L-Gas-Aufkommen gedeckt werden kann.

Genau hier setzt der zweite Einsatzbereich an. Im Gegensatz zur Studie (TU Clausthal, 2013) findet das Eintreten eines Leistungsbilanzdefizits in diesem Bericht Berücksichtigung.

Die Betrachtungen beschränken sich somit auf die Frage, wie unmittelbar ab Auftreten des Leistungsbilanzdefizits zu verfahren ist. Grundsätzlich stehen dabei die TK und die MRU zur Verfügung.

Bevor es allerdings um die Methodik einer Bewertung geht, muss zunächst das genaue Untersuchungsszenario definiert werden.

2.1 Untersuchungsszenario

Das für die wirtschaftliche Bewertung zugrunde gelegte Untersuchungsszenario wurde für diesen Bericht durch die Nowega definiert.

Untersucht werden sollen Szenarien für eine Umstellung von Netzgebieten mit einem gesamten Leistungsbezug von 1,4 GWh/h. Hierzu werden im Detail zwei Szenarien ab dem Eintreten eines physischen Leistungsbilanzdefizits betrachtet.

2.1.1 Szenario A

Szenario A sieht eine unmittelbare Durchführung der MRU mit einem Leistungsbezug von 1,4 GWh/h in zwei Schritten vor, die rechtzeitig ab Eintreten des Leistungsbilanzdefizits durchzuführen sind. Der erste Umstellungsschritt erfolgt hierbei mit einem Leistungsbezug in Höhe von 0,6 GWh/h, der zweite mit einem Leistungsbezug in Höhe von 0,8 GWh/h.

2.1.2 Szenario B

Bei Szenario B erfolgt zunächst eine Durchführung der TK mit einem Leistungsbezug in Höhe von 1,4 GWh/h³ rechtzeitig ab Auftreten des physischen Leistungsbilanzdefizits. Dem Szenario B wird hierbei ferner unterstellt, dass die TK nur so lange erfolgt, wie nach heutigem Stand des Wissens eine ausreichende L-Gas Mengenversorgung (durch die Aufkommensquellen in Deutschland und den Niederlanden) noch realistisch erscheint. Dies wird im Szenario vor dem Hintergrund des angekündigten Auslaufens der L-Gas Exporte aus den Niederlanden für 2030 unterstellt. Tritt diese Situation ein, sind auch die letzten Netzgebiete auf H-Gas umzustellen und es erfolgen in kurzer zeitlicher Abfolge die beiden MRU der in Szenario A betrachteten Netzgebiete: Zunächst die Umstellung mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h und anschließend die Umstellung in Höhe von 0,8 GWh/h.

2.2 Bewertungsmethodik

Die Kostenpfade, die sich aus den oben genannten Szenarien ergeben, werden mithilfe der Kapitalwertmethode untersucht. In der Literatur versteht man unter dem Kapitalwert „die Summe aller auf einen Zeitpunkt ab- bzw. aufgezinsten Ein- und Auszahlungen, die durch die Realisation eines Investitionsprojektes verursacht werden“ (Götze, 2008, S. 71). Entgegen dieser Definition wird nachfolgend allerdings nur der Kapitalwert betrachtet, der lediglich Auszahlungen berücksichtigt. Dies hat zur Folge, dass eine relative Vorteilhaftigkeit untersucht wird: Derjenige Kapitalwert einer Handlungsoption ist relativ vorteilhaft gegenüber

³ Die Leistungsgröße wurde so ausgewählt, um das im NEP-Prozess prognostizierte Leistungsbilanzdefizit im Netz der Nowega bis 2022 auszugleichen.

den anderen Optionen, der näher am Wert Null liegt.⁴ Infolge der Abzinsung der Auszahlungen werden durch die Kapitalwertmethode somit keine Nominalbeträge, sondern Realbeträge in der wirtschaftlichen Bewertung berücksichtigt.

Nach Formel 1 ist der Kapitalwert KW_x der Handlungsoption x , der zu einem Kalkulationszinssatz z anzulegende Gesamtbetrag, der am Ende eines Betrachtungszeitraums zum Zeitpunkt T sämtliche Kosten deckt. $C_{x,t}$ ist hierbei der Nominalbetrag, der tatsächlich zu einem Zeitpunkt t anfällt.

$$KW_x = \sum_{t=0}^T \left(C_{x,t} \cdot \frac{1}{(1+z)^t} \right) \quad (1)$$

Kalkulationszinssatz

Der in der Formel 1 verwendete Kalkulationszinssatz z ist ein Mischzins, der aus regulatorischen Vorgaben zu bilden ist. Er setzt sich zusammen aus den Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen (z_{EK} , z_{FK}) sowie den Eigen- und Fremdkapitalquoten (q_{EK} , q_{FK}) nach Formel 2. Gemäß den Ausführungen zur Bildung des Kalkulationszinssatzes nach (TU Clausthal, 2013) wird in den anschließenden Berechnungen ein Zinssatz in Höhe von 5,63 Prozent angesetzt.

$$z = q_{EK} \cdot z_{EK} + q_{FK} \cdot z_{FK} \quad (2)$$

Inflation

Ebenfalls werden in der Bewertung der Kostenpfade, die sich aus den zwei Untersuchungsszenarien ergeben, die Inflation, also der Anstieg des allgemeinen Preisniveaus berücksichtigt.

Sämtliche Auszahlungen, die während eines Jahres t zu einem Nominalbetrag $C_{nominal,t}$ anfallen, sind von der Inflation zu bereinigen. Die Bereinigung hat hierbei grundsätzlich zum Bezugszeitpunkt bzw. Basisjahr BJ zu erfolgen. Der inflationsbereinigte Auszahlungsbetrag $C_{real,t}$ bildet somit Realauszahlungen ab. Die Berechnungssystematik der Realauszahlungen einer Periode t zeigt Formel 3.

$$C_{real,t} = \frac{C_{nominal,t}}{(1+\pi)^{t-BJ}} \quad (3)$$

Unter den Annahmen aus (TU Clausthal, 2013) wird zur Inflationsbereinigung gemäß Formel 3 von einer Inflationsrate π in Höhe von zwei Prozent ausgegangen.

⁴ Auszahlungen werden nachfolgend positiv angesetzt. Die relativ vorteilhafte Handlungsoption ist somit die Option, die die geringsten Auszahlungen über einen Zeitraum verursacht und dadurch den geringsten Kapitalwert aufweist und am nächsten am Wert Null liegt.

3 Eingangsdaten

Als allgemeiner Untersuchungsrahmen dient der Inhalt der Tabelle 2. Tabelle 2 enthält die Eingangsdaten für die Berechnungen ab dem Zeitpunkt, ab dem die Leistungsbilanz des Nowega-Netzes nicht mehr gedeckt ist. Gemäß dem Inhalt dieser Tabelle tritt dieser Umstand ab dem Jahr 2016 ein, in dem erstmals ein Defizit aus Entry und Exit⁵ entsteht. Neben den Angaben zu dem ab 2016 eintretenden Defizit aus Entry- und Exit-Mengen, enthält Tabelle 2 darüber hinaus auch die in Spitzenlastzeiten zu konditionierende Menge,⁶ die Nutzungstunden einer Konvertierung sowie die maximale Konvertierung pro Stunde über einen Zeitraum von 2016 bis 2028.⁷

Jahr	Entry [kW]	Exit [kW]	Defizit [kW]	Konvertierte Menge [kWh]	Nutzungs- stunden Konvertierung [h]	Max. Konver- tierung pro Stunde [kWh/h]
2016	6.410.888	6.549.000	-138.112	6.889.690	67	138.112
2017	6.083.455	6.549.000	-465.545	49.416.743	199	465.545
2018	5.767.475	6.549.000	-781.525	129.945.701	285	781.525
2019	5.560.073	6.549.000	-988.927	190.924.060	309	988.927
2020	5.343.722	6.549.000	-1.205.278	263.291.316	374	1.205.278
2021	5.149.006	6.549.000	-1.399.994	347.652.111	508	1.399.994
2022	4.973.761	6.549.000	-1.575.239	347.652.111	508	1.399.994
2023	4.816.041	6.549.000	-1.732.959	347.652.111	508	1.399.994
2024	4.674.093	6.549.000	-1.874.907	347.652.111	508	1.399.994
2025	4.546.340	6.549.000	-2.002.660	347.652.111	508	1.399.994
2026	4.431.362	6.549.000	-2.117.638	347.652.111	508	1.399.994
2027	4.327.882	6.549.000	-2.221.118	347.652.111	508	1.399.994
2028	4.234.750	6.549.000	-2.314.250	347.652.111	508	1.399.994

Tabelle 1: Allgemeiner Untersuchungsrahmen (Quelle: Nowega)

Gemäß den vorgegebenen Untersuchungsszenarien des Abschnitts 2.1 erfolgt eine Umstellungsbetrachtung in zwei Schritten mit einer Gesamtkapazität von 1,4 GWh/h.

Wie in Tabelle 2 zu sehen, übersteigt das Defizit im Jahr 2022 die Grenze von 1,4 GWh/h. Dementsprechend wird hierbei vereinfachend angenommen, dass ab dem Jahr 2022 die Leistung mit circa 1,4 GWh/h und dadurch auch die zu konvertierende Menge annähernd

⁵ Die Leistungsbilanzdaten entsprechen den Daten, die seitens der Nowega auch dem Planungsprozess des NEP 2013 in Abstimmung mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern zugrunde gelegt wurden.

⁶ Die Herleitung der zu konditionierenden Menge erfolgte auf Basis einer Spitzenlastbetrachtung der geordneten Jahresdauerlinien der Gaswirtschaftsjahre 2009/10 bis 2011/12.

⁷ Bereitstellung der Daten durch die Nowega.

konstant bleibt. Das zusätzliche Leistungsbilanzdefizit, das hierüber hinaus entsteht, muss durch andere Umstellungsmaßnahmen ausgeglichen werden, die allerdings nicht Bestandteil der nachfolgenden Berechnungen sind, da diese in beiden Szenarien gleichermaßen erforderlich wären und somit die Entscheidungsfindung nicht beeinflussen. Es erfolgt somit eine Beschränkung auf lediglich zwei Umstellungsschritte, die in Abschnitt 2.1 definiert wurden.

3.1 Technische Konvertierung⁸

Die Grundlage für die Berechnung der Auszahlungen einer Anlage zur TK basieren auf Zahlenwerten der Nowega, die sich auf den Bau einer technischen Konvertierungsanlage mit Beimischung von zugekauftem Stickstoff beziehen. Die Größenordnung der nachfolgend in Tabelle 3 aufgezeigten Zahlenwerte ist ausgelegt auf eine Anlage mit einer Konvertierungsleistung von 1,4 GWh/h. Die Auszahlungen für eine solche Anlage unterteilen sich im Wesentlichen in Investitionsauszahlungen sowie Betriebsauszahlungen. Gemäß Tabelle 3 setzen sich die Investitionsauszahlungen einer technischen Konvertierungsanlage aus den Investitionen für Stickstoff-Anlage und Mischeinrichtung zusammen, sowie aus Investitionsauszahlungen für eine Gasdruckregel- und Messanlage (GDRM), die für den Transport des H-Gases aus dem Netz der Gascade in das Netz der Nowega notwendig ist.

Investition	Betrag
Stickstoff-Anlage	6.000.000 €
Mischeinrichtung	1.200.000 €
GDRM-Anlage	6.000.000 €

Tabelle 2: Auszahlungen für eine Anlage zur technischen Konvertierung (Quelle: Nowega)

In Summe sind somit gemäß Tabelle 4 Investitionsauszahlungen für eine Konvertierungsanlage mit einer Leistung bis 1,4 GWh/h in Höhe von 13,2 Mio. € zu erbringen.

Die Betriebsauszahlungen $C_{TK, OPEX, t}$ eines Zeitraumes setzen sich nach Formel 4 aus der notwendigen Konvertierungsmenge m_t , sowie dem zu diesem Zeitpunkt geltenden Stickstoffpreis für den Zukauf von Stickstoff $C_{OPEX, N2, t}$ zur Erbringung der geforderten Konvertierungsmenge zusammen.⁹

$$C_{TK, OPEX, t} = C_{OPEX, N2, t} \cdot m_t \quad (4)$$

⁸ Die Betrachtungen basieren auf der Bereitstellung von Daten der Nowega.

⁹ Hierbei wird in Absprache mit den Auftraggebern dieses Berichts unterstellt, dass der Stickstoffpreis der maßgebliche Kostentreiber bei der Berechnung der Betriebsauszahlungen der TK ist. Sämtliche weitere Bestandteile, wie z.B. Betriebsauszahlungen für eine ggf. notwendige Vorwärmung und Verdichtung des Stickstoffs bzw. des konditionierten Gases werden somit vernachlässigt oder sind in geeigneter Weise in den Stickstoffpreis einzurechnen.

In den nachfolgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass der Stickstoffpreis unabhängig von der benötigten Menge an Stickstoff ist. Somit wird der Stickstoffpreis nach Angaben der Nowega pauschalisiert auf einen Wert von 1,1 €/MWh festgelegt.

Mithilfe der Konvertierungsmenge eines jeden Jahres aus Tabelle 2 lassen sich somit für jedes Jahr die für eine TK notwendigen Betriebsauszahlungen nach Formel 4 errechnen.

3.2 Marktraumumstellung¹⁰

3.2.1 Gerätetechnik

Die Berechnungsgrundlage für die Kalkulationen der Auszahlungen einer MRU basieren auf Angaben der Avacon.

Die von der Avacon zur Verfügung gestellte Datenbasis bezieht sich auf die Umstellung eines Netzgebiets mit einem Leistungsbezug in Höhe von 0,6 GWh/h¹¹ und deckt dementsprechend den ersten Umstellungsschritt nach den Untersuchungsszenarien aus Abschnitt 2.1 ab. Folglich ist es erforderlich, auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Datenbasis den zweiten Umstellungsschritt mit einer Leistung in Höhe von 0,8 GWh/h gemäß den Szenarien des Abschnitts 2.1 zu extrapolieren.

Zunächst werden deshalb die Auszahlungen für die notwendige Umstellung der Gerätetechnik sämtlicher Endverbraucher für das Netzgebiet mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h berechnet. Tabelle 4 bietet hierzu die notwendige Datengrundlage über die Anzahl der Endkunden im Beispielnetzgebiet, welche jeweils in Haushaltskunden, Kunden mit Standardlastprofil (SLP) und Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) aufgeteilt sind.

	Avacon (MD-Netz)	Avacon (HD-Netz)	Halberstadt- werke	SW Blan- kenburg	Harzenenergie Elbingerode	Summe
Haushaltskunden	21.623	4	11.750	3.794	800	37.971
RLM	121	4				
SLP	21.748	0				

Tabelle 3: Kundenstruktur (Quelle: Avacon)

Aufgrund der nicht ausreichend detaillierten Datenbasis können lediglich die Auszahlungen der Haushaltskunden $C_{MRU, HK}$ in erster Näherung nach dem Berechnungsansatz der Formel 5 abgeschätzt werden. Für sämtliche Industrie- und Gewerbekunden innerhalb der SLP- und RLM-Kunden muss eine Auszahlungsabschätzung über einen prozentualen Satz an den be-

¹⁰ Die Betrachtungen basieren auf der Bereitstellung von Daten der Avacon.

¹¹ Das konkrete Gebiet wurde im Rahmen eines intensiven Abstimmungsprozesses im Zeitraum 2010-2012 zwischen Avacon, Nowega und ONTRAS definiert und ist als ein Umstellgebiet in einigen Szenarien des NEP 2013 aufgeführt.

rechneten Auszahlungen der Haushaltskunden erfolgen. Nach Rücksprache mit Umstellungsunternehmen wurde in Übereinkunft mit der Nowega ein Anteil der Auszahlungen der Industrie- und Gewerbekunden von fünf Prozent an den Gesamtauszahlungen der Haushaltskunden festgelegt.¹²

Zur endgültigen Berechnung der Gesamtauszahlungen $C_{MRU,HK}$ der Umstellung der Gerätetechnik bei den Haushaltskunden gemäß Formel 5, ist die Gesamtanzahl der Haushaltskunden n_{HK} zunächst mit der durchschnittlichen Anzahl der umzurüstenden Geräte pro Kunde \bar{n}_G zu multiplizieren. Somit lässt sich die Gesamtanzahl aller umzurüstenden Geräte aller Haushaltskunden errechnen. Als durchschnittliche Anzahl an Geräten pro Haushaltkunde, die es umzurüsten gilt, wird eine Anzahl von durchschnittlich 1,4 Geräten pro Kunde angenommen¹³. Anschließend lassen sich mithilfe eines spezifischen Umrüstungskostensatz C_G in Höhe von 125 € pro Gerät die notwendigen Gesamtauszahlungen der Haushaltskunden bei der Umrüstung der Gerätetechnik nach Formel 5 abschätzen^{14, 15}.

$$C_{MRU,HK} = n_{HK} \cdot \bar{n}_G \cdot C_G \quad (5)$$

Unter Zuhilfenahme der Abschätzung, dass die Auszahlungen der Industrie- und Gewerbekunden unter den SLP¹⁶- und RLM-Kunden mit einem Satz von fünf Prozent an den Gesamtauszahlungen der Haushaltskunden angenommen werden können, lassen sich nun nachfolgend, Formel 6 entsprechend, die Gesamtauszahlungen der Industrie- und Gewerbekunden bestimmen.

$$C_{MRU,SLP,RLM} = 0,05 \cdot C_{MRU,HK} \quad (6)$$

Unter Zuhilfenahme der Anzahl der Haushaltskunden aus Tabelle 4, lassen sich durch das Summieren der Formeln 5 und 6 die Gesamtauszahlungen der MRU $C_{MRU/0,6}$ für die Umrüstung der Gerätetechnik bei den Endkunden für ein Netzgebiet mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h abschätzen. Folglich ist mit Auszahlungen in Höhe von 6,9 Mio. € für dieses Beispielnetzgebiet zu rechnen.

¹² Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der größte Umstellungsaufwand auf der Ebene der Haushaltskunden entsteht. (TU Clausthal, 2013) (KEMA Nederland B.V., 2010)

¹³ Hierbei handelt es sich um einen Erfahrungswert, der aus vergangenen Umstellungsprojekten abgeleitet werden konnte und somit von einem Umstellungsunternehmen für die Berechnungen zur Verfügung gestellt wurde.

¹⁴ Wie bei der durchschnittlichen Gerätedichte handelt es sich bei diesem Wert ebenfalls um einen Erfahrungswert eines Umstellungsunternehmens, der für die Berechnungen zur Verfügung gestellt wurde.

¹⁵ Hierbei handelt es sich lediglich um einen möglichen Ansatz bei der Abschätzung der Auszahlungen infolge der Umrüstung der Gerätetechnik, für den bislang noch keine weitreichende Quantifizierung stattfinden konnte.

¹⁶ Da Haushaltskunden ebenso unter die Kategorie der SLP-Kunden fallen, werden hierbei definitorisch die Haushaltskunden von anderen/sonstigen SLP-Kunden unterschieden. Aus diesem Grund werden Haushaltskunden abgegrenzt von SLP-Kunden (andere/sonstige SLP-Kunden) betrachtet.

$$\begin{aligned}
 C_{MRU/0,6} &= C_{MRU,HK} + C_{MRU,SLP.RLM} = C_{MRU,HK} + 0,05 \cdot C_{MRU,HK} \\
 &= n_{HK} \cdot \bar{n}_G \cdot C_G \cdot (1 + 0,05) \\
 &= 37.971 \text{ Kunden} \cdot 1,4 \frac{\text{Geräte}}{\text{Kunde}} \cdot 125 \frac{\text{€}}{\text{Gerät}} \cdot 1,05 \\
 &= 6,9 \text{ Mio. €}
 \end{aligned} \tag{7}$$

Die nach Gleichung 7 errechneten Auszahlungen für die Umstellung eines Netzgebiets mit einem Leistungsbezug in Höhe von 0,6 GWh/h werden nachfolgend für den zweiten Umstellungsschritt mit einem Leistungsbezug von 0,8 GWh/h gemäß Gleichung 8 extrapoliert. Hierdurch ergeben sich Auszahlungen in Höhe von 9,2 Mio. € für die Umstellung mit einer Leistung von 0,8 GWh/h.

$$C_{MRU/0,8} = \frac{C_{MRU/0,6} \cdot 0,8 \frac{\text{GWh}}{\text{h}}}{0,6 \frac{\text{GWh}}{\text{h}}} = 6,9 \text{ Mio. €} \cdot \frac{0,8}{0,6} = 9,2 \text{ Mio. €} \tag{8}$$

3.2.2 Biogaseinspeiseanlagen

Neben den Auszahlungen für die Umrüstung der Gerätetechnik bei den Endkunden ist die Betrachtung weiterer Auszahlungskomponenten notwendig.

Zunächst betrifft dies die Umrüstung von bereits bestehenden Biogaseinspeiseanlagen in einem Netzgebiet, das von L-Gas auf H-Gas umgestellt werden soll. Um das einzuspeisende Biogas auf die geänderte H-Gas-Qualität im Netz anzupassen, ist eine Konditionierung auf die entsprechende Qualitätsbeschaffenheit erforderlich. Eine solche Konditionierung kann zum Beispiel mithilfe von Liquefied Petroleum Gas (LPG) erfolgen.

Die hierfür notwendigen Auszahlungen beziehen sich zum einen auf einmalige Investitionsauszahlungen, die zum größten Teil auf Investitionen für den Bau eines LPG-Tanks sowie für technische Investitionen, z.B. in Leitungs-, Mess- und Regelungstechnik basieren. Nach Angaben der Avacon ist hinsichtlich der Investitionsauszahlungen mit einem Wert von 200.000 € pro Anlage in dem Beispielnetzgebiet mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h zu rechnen. Betrachtet werden für das Beispielnetzgebiet insgesamt vier Biogaseinspeiseanlagen mit einer jeweiligen Nutzungsdauer von 20 Jahren. Folglich ergeben sich Investitionsauszahlungen in Höhe von insgesamt 800.000 €. Neben den Investitionsauszahlungen müssen außerdem wiederkehrende Betriebsauszahlungen berücksichtigt werden, deren wesentlicher Anteil die Beschaffung des LPG ausmacht.

Allerdings muss in diesem Rahmen festgehalten werden, dass Biogas hinsichtlich der Brennwertanpassung auf H-Gas einen höheren Brennwert erhält. Somit wird ein Teil der Beschaffungsauszahlungen des LPG durch den Verkauf zusätzlicher Energie kompensiert.

Nach Angaben der Avacon wird in dem Beispielnetzgebiet mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h mit einem Bedarf an LPG für Biogaseinspeiseanlagen zwischen 0,24 t und 0,46 t pro 1 m³/h Biogas-Einspeiseleistung gerechnet. Für die nachfolgenden Kalkulationen wird dementsprechend der Mittelwert in Höhe von 0,35 t LPG pro 1 m³/h Einspeiseleistung angesetzt. Für das gesamte Beispielnetzgebiet ist laut der Avacon von einer gesamten Einspeiseleistung aller vier Biogaseinspeiseanlagen in Höhe von 1.500 m³/h auszugehen. Demnach lässt sich gemäß Formel 9 bei einem Brennwert des LPG in Höhe von 13,98 kWh/kg der jährliche Bedarf d_{LPG} an LPG für das Beispielnetzgebiet (vier Biogaseinspeiseanlagen) abschätzen.

$$d_{LPG} = \frac{0,35 \text{ t}}{1 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}} \cdot 1.500 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot 13,98 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 7.339,5 \text{ MWh} \quad (9)$$

Gemäß der Avacon geht man für das Beispielnetzgebiet von spezifischen Kosten für den Bezug von LPG in Höhe von 65 € pro MWh (entsprechend 900 €/t; Basis: aktuelle Bezugsbedingungen) aus. Aus der Differenz aus den spezifischen Bezugskosten für LPG und dem Wert für die eingesetzte Energie im Marktgebiet (Großhandelspreis) – den wir hier mit 28 € pro MWh festlegen – lassen sich gemäß Formel 10 mit der nach Formel 9 errechneten jährlichen LPG Bedarfsmenge die tatsächlichen jährlichen Betriebsauszahlungen $C_{OPEX,BGEA}$ für die Umrüstung von Biogaseinspeiseanlagen im Beispielnetzgebiet berechnen. Für die nachfolgend dargestellten Kalkulationen werden, Formel 10 entsprechend, Betriebsauszahlungen für Biogaseinspeiseanlagen in Höhe von 271.562 € pro Jahr für das Beispielnetzgebiet mit einer Leistung von 0,6 GWh/h angesetzt.

$$C_{OPEX,BGEA} = \left(65 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 28 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \cdot 7.339,5 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} = 271.562 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad (10)$$

Mangels genauerer Datenlage werden in Absprache mit der Nowega lediglich die vier Biogaseinspeiseanlagen für den ersten Umstellungsschritt mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h betrachtet, für den nach Formel 10 jährliche Betriebsauszahlungen auf der Datenbasis der Avacon berechnet wurden. Das bedeutet, dass bei dem darauffolgenden Umstellungsschritt mit einem Leistungsbezug von 0,8 GWh/h keine weiteren Umrüstungen von Biogaseinspeiseanlagen betrachtet werden.

3.2.3 Infrastrukturmaßnahmen

Die letzte Auszahlungskomponente im Rahmen der MRU umfasst die Berücksichtigung von Auszahlungen, die notwendig sind für den erforderlichen Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur.

Mit dem Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur ist im Wesentlichen gemeint, dass das neu benötigte H-Gas in die heutigen L-Gas-Gebiete transportiert werden muss und dafür neue Infrastruktur erforderlich ist. Für das konkrete Netzgebiet im Rahmen des ersten Umstellungsschritts wird eine zusätzliche Verbindungsleitung zwischen den Netzen von Avacon und ONTRAS benötigt, so dass die L-Gas-Netze über diese zusätzliche Leitung mit H-Gas versorgt werden können. Für das konkrete Netzgebiet wird zusätzlich eine neu zu errichtende Überweisestation benötigt.

Netzverbindung	Betrag
Leitungsbau	5.400.000 €
Netzeinbindung	300.000 €
Netzeinbindung Avacon	300.000 €
Stationsneubau	1.500.000 €
Summe	7.500.000 €

Tabelle 4: Auszahlungen für Infrastrukturmaßnahmen (Quelle: Avacon)

Gemäß Tabelle 6 fallen für die Infrastruktur für das Beispielnetzgebiet der Avacon mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h Auszahlungen in Höhe von 7,5 Mio. € an.

Zu beachten ist hier allerdings in Bezug auf die nachfolgenden Berechnungen, dass Investitionen in die Infrastrukturen, definitorisch in Absprache mit den Auftraggebern dieses Berichts für das Szenario A, nur beim ersten Umstellungsschritt nach Abschnitt 2.1 in voller Höhe anfallen. Beim zweiten Umstellungsschritt mit einem Leistungsbezug von 0,8 GWh/h sind weitere Auszahlungen für Infrastrukturmaßnahmen zu erwarten, dessen Investitionsauszahlungen aufgrund mangelnder valider Daten mit 50 Prozent (3,75 Mio. €) der erstmaligen Investitionsauszahlungen abgeschätzt und in den Berechnungen berücksichtigt werden.

Für das Szenario B wird hingegen in Absprache mit den Auftraggebern festgelegt, dass für den zweiten Umstellungsschritt mit einem Leistungsbezug von 0,8 GWh/h keine Auszahlungen für Infrastrukturmaßnahmen mehr anzusetzen sind, da die GDRM, die für die technische Konvertierung bereits errichtet wurde, hierfür ausgelegt ist und genutzt werden soll.

3.3 Preissteigerungsrate

Da gemäß Tabelle 2 mit einem Leistungsbilanzdefizit für das Nowega-Netz ab dem Jahr 2016 zu rechnen ist, wird als Basisjahr für die Berechnungen das Jahr 2015 festgelegt. Sämtliche

Auszahlungen, die in den Abschnitten 3.2 und 3.3 hinsichtlich der TK und MRU ermittelt wurden, beziehen sich als Realgrößen auf das Basisjahr 2015.

Für die nachfolgenden Berechnungen wird eine Schwankungsbreite von Preissteigerungsraten angenommen, mit der die Realgrößen preislich jährlich steigen. Die Preissteigerungsraten beziehen sich hierbei auf sämtliche Auszahlungskomponenten: Auf die Investitionsauszahlungen der TK und MRU, sowie auf die Betriebsauszahlungen einer TK-Anlage und auf die Betriebsauszahlungen für Biogaseinspeiseanlagen im Rahmen der MRU. Gemäß Formel 11 steigen somit die realen, auf dem Jahr 2015 basierenden, Auszahlungsbeträge jährlich mit der Preissteigerungsrate p an.¹⁷

$$C_{nominal,t} = C_{real,2015} \cdot (1 + p)^{(t-2015)} \quad (11)$$

Als Schwankungsbreite der Preissteigerungsraten wird nachfolgend eine Variation zwischen ein und drei Prozent angenommen. Dementsprechend werden in Abschnitt 4 zwei Fälle abgedeckt: Fall eins, bei dem die Preissteigerung von einem Prozent unterhalb der festgesetzten Inflation nach Abschnitt 2.2 liegt. Und Fall zwei mit einer Preissteigerungsrate von drei Prozent, die oberhalb der festgesetzten Inflation von zwei Prozent liegt.

4 Modellergebnisse

In den vorangehenden Abschnitten wurden die relevanten Eingangsparameter wie Inflationsrate, Kalkulationszinssatz und Preissteigerungsrate festgelegt und die Berechnungsansätze zur Bestimmung der Auszahlungen der TK und MRU hergeleitet. Nun geht es darum, alle Parameter in das Entscheidungsmodell einfließen zu lassen, um somit für den spezifischen Fall der Nowega eine Entscheidungsfindung in Form einer Szenarienauswahl (A oder B) tatsächlich abzuleiten.

Die Abbildungen 2 und 3 zeigen hierzu, abhängig von der jeweils festgelegten Preissteigerungsrate (1 Prozent bzw. 3 Prozent), die grafische Auswertung des Entscheidungsmodells. Dabei werden die Input-Daten der Nowega und der Avacon miteinbezogen, die in den vorherigen Abschnitten eingeführt wurden.

Um die Stabilität der Modellergebnisse auf Änderungen der Eingangsparameter Inflationsrate und Kalkulationszinssatz zu validieren, werden anschließend in Abschnitt 4.4 Variationsrechnungen durchgeführt.

¹⁷ Gemäß Tabelle 2 gilt für das Jahr t die Randbedingung: $t \geq 2016$

4.1 Fall 1: Ein Prozent Preissteigerung

Zu sehen sind in Abbildung 2 zunächst die Kostenpfade mit einer Preissteigerungsrate von einem Prozent, die sich aus den zwei Szenarien nach Abschnitt 2.1 ergeben.

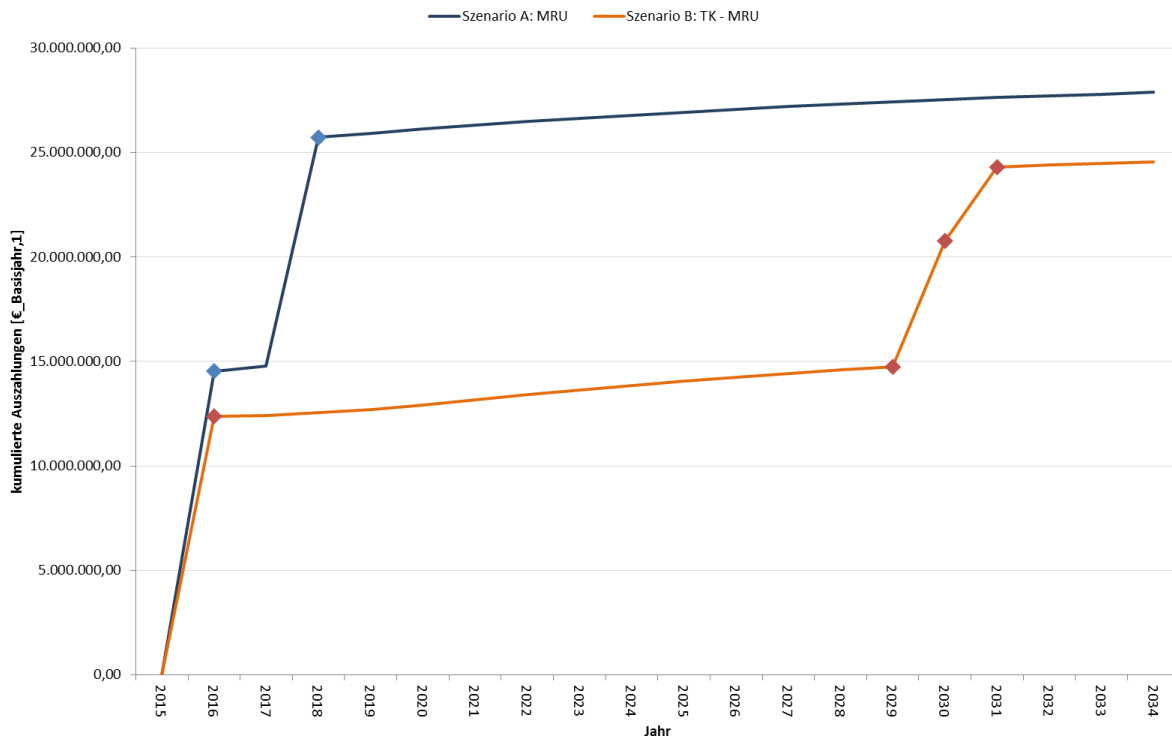


Abbildung 2: Entscheidungsmodellierung für den Zeitraum 2015 bis 2034 mit einer Preissteigerungsrate von einem Prozent

Auf der X-Achse ist hierzu der Betrachtungszeitraum abgetragen, der in der abgebildeten Berechnung von 2015 bis 2034 angesetzt ist. Auf der Y-Achse sind demgegenüber die kumulierten Auszahlungen bezogen auf das Basisjahr 2015 aufgetragen. Es handelt sich somit um die Abbildung kumulierter Realauszahlungen, so dass der Y-Wert der abgebildeten Kurven zum Jahr 2034 den Kapitalwert der unterschiedlichen Szenarien nach Abschnitt 2.1 darstellt.¹⁸

Wie Tabelle 2 zu entnehmen, tritt für die Beispielberechnungen ein Leistungsbilanzdefizit im Jahre 2016 auf. Für diesen Zeitpunkt muss eine Entscheidung zur Durchführung der TK oder der MRU getroffen werden.

Die blaue Kurve der Abbildung 2 zeigt dementsprechend den Kostenpfad bei Durchführung der MRU entsprechend dem Szenario A des Abschnitts 2.1.1. Der erste Auszahlungssprung tritt infolge des ersten Umstellungsschritts mit einer Leistung von 0,6 GWh/h auf. Miteinbezogen sind hier ebenfalls Investitionsauszahlungen durch die Umrüstung von Biogaseinspeiseanlagen nach Abschnitt 3.2.2. Grund für den leicht ansteigenden Verlauf nach 2016 sind

¹⁸ Blaue Kurve: Szenario A (siehe Abschnitt 2.1.1), Orangene Kurve: Szenario B (siehe Abschnitt 2.1.2)

die Betriebsauszahlungen der Biogaseinspeiseanlagen, die im Wesentlichen durch den Bezug von LPG hervorgerufen werden. Ist die Leistungsgrenze des Netzgebiets von 0,6 GWh/h erreicht, so hat der zweite Umstellungsschritt mit einer Leistung von 0,8 GWh/h zu erfolgen. Dies geschieht vom Jahr 2017 auf das Jahr 2018. Grund für den sich verringerten Auszahlungssprung nach dem Sprung im Jahr 2016 sind zum einen, mit einer geringeren Gewichtung, Zinseffekte, die durch Verzinsung des Kapitals mit dem Kalkulationszinssatz entstehen. Zum anderen ist definitorisch gemäß Abschnitt 3.4.2 nach dem ersten Umstellungsschritt mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h keine Umrüstung von Biogaseinspeiseanlagen mehr zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden Auszahlungen für die Infrastrukturmaßnahmen, wie in Abschnitt 3.4.3 definiert, aufgrund mangelnder valider Datenbasis in der Folgeumstellung mit einem Leistungsbezug von 0,8 GWh/h nur mit 50 Prozent der Auszahlungen einer Erstumstellung angesetzt.

Die orangefarbene Kurve zeigt das Szenario B nach Abschnitt 2.1.2, das zunächst die Durchführung der TK mit einem Leistungsbezug von 1,4 GWh/h ab dem Auftreten eines Leistungsbilanzdefizits im Jahr 2016 vorsieht. Der erste Auszahlungssprung von 2015 auf das Jahr 2016 ist begründet durch die Investitionsauszahlungen infolge des Baus einer Konvertierungsanlage mit einer Leistung von 1,4 GWh/h. Der nachfolgend leicht ansteigende Verlauf der Kurve bis zum Jahr 2030 basiert auf den Betriebsauszahlungen, die notwendig sind für den Betrieb der Konvertierung (im Wesentlichen Zukauf von Stickstoff). Die Umstellung von der TK auf die MRU hat gemäß Abschnitt 2.1.2 genau dann zu erfolgen, wenn die Leistungsbilanz dies erfordert bzw. wenn eine ausreichende Mengenversorgung mit L-Gas nicht mehr realistisch erscheint. Dies tritt laut Netzentwicklungsplan (Fernleitungsnetzbetreiber, 2013) im Jahr 2030 ein. Zum Jahr 2030 hat somit eine MRU in zwei Leistungsschritten – 0,6 GWh/h zum Jahr 2030 und 0,8 GWh/h zum Jahr 2031 – zu erfolgen. Die geringeren Auszahlungssprünge der MRU in Szenario B (orangefarbene Kurve) im Vergleich zu Szenario A (blaue Kurve) lassen sich im Wesentlichen durch Zinseffekte begründen, die aufgrund eines späteren Investitionszeitpunktes zunehmend die Auszahlungshöhe in Form von Realbeträgen beeinflussen. Im Gegensatz zu Szenario A fallen beim zweiten Umstellungsschritt (0,8 GWh/h) der MRU bei Szenario B keine Auszahlungen für Infrastrukturmaßnahmen mehr an, da die GDRM, die bereits für die TK errichtet wurde, für die Übernahme des benötigten H-Gases genutzt werden kann und im Anschluss keine weitere technische Konvertierung mehr benötigt wird (Rückbau der Stickstoff-Anlage). Der nach 2032 zu sehende leichte Anstieg der orangenen Kurve ist, wie beim Szenario A, begründet durch die anfallenden Betriebsauszahlungen der Biogaseinspeiseanlagen, die im Rahmen des ersten Umstellungsschritts mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h anfallen.

Vergleicht man die Kostenpfade der zwei Szenarien des Abschnitts 2.1 in Abbildung 2 miteinander, dann lassen sich zum Jahr 2034 die Kapitalwerte in Form der kumulierten Realauszahlungen bezogen auf das Basisjahr 2015 ablesen. Zu erkennen ist somit, dass für die Beispielbetrachtung mit einer Preissteigerungsrate von einem Prozent ein Vorgehen nach dem Szenario B, also die TK mit nachfolgender MRU in zwei Schritten (Abschnitt 2.1.2), relativ

vorteilhaft gegenüber dem Szenario A (Abschnitt 2.1.1) ist – und dementsprechend die wirtschaftlichste Option für eine Umstellung von Netzgebieten mit einem Gesamtleistungsbezug von 1,4 GWh/h darstellt.

4.2 Fall 2: Drei Prozent Preissteigerung

Abbildung 3 zeigt das Ergebnis einer Entscheidungsmodellierung mit einer Preissteigerungsrate von drei Prozent.

Die Modellierung des zweiten Falls, bei dem die Preissteigerungsrate oberhalb der definierten Inflationsrate von zwei Prozent liegt, kommt zum selben Ergebnis wie die Entscheidungsmodellierung gemäß Abbildung 2 für eine Preissteigerungsrate von einem Prozent. Zwar ist die Differenz der Kapitalwerte zum Jahr 2034 zwischen dem Szenario A und dem Szenario B deutlich geringer geworden. Dennoch gilt auch bei einer Preissteigerungsrate von drei Prozent die relative Vorteilhaftigkeit des Szenarios B gegenüber dem Szenario A. Für das gegebene Beispiel des Nowega-Netzes ist somit auch bei einer Preissteigerungsrate von drei Prozent die TK mit einer späten MRU nach dem Szenario B (Abschnitt 2.1.2) wirtschaftlich vorteilhafter gegenüber der direkten MRU nach Szenario A (Abschnitt 2.1.1).

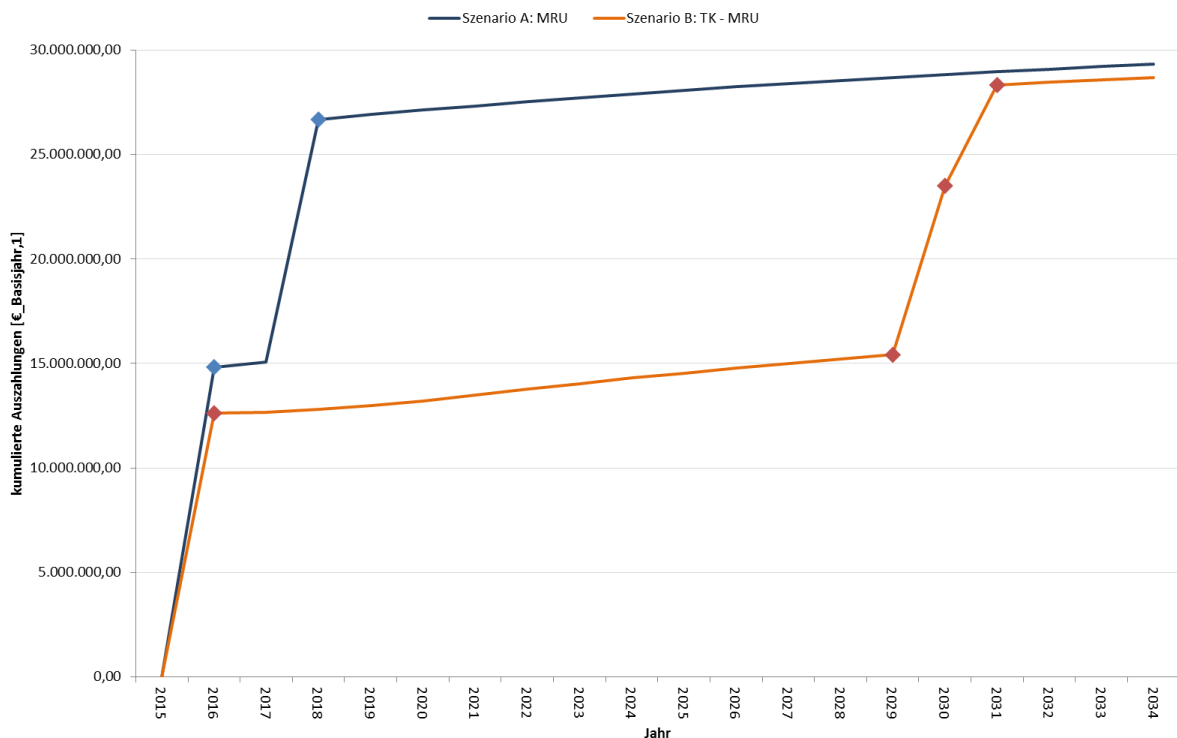


Abbildung 3: Entscheidungsmodellierung für den Zeitraum 2015 bis 2034 mit einer Preissteigerungsrate von drei Prozent

4.3 Übersicht der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Entscheidungsmodellierung nach Abbildung 2 und 3 sind in Form der Kapitalwerte und der Investitionszeitpunkte der Maßnahmen TK und MRU in Tabelle 6 abgebildet.

Wie zuvor bereits erwähnt, ist sowohl für eine Preissteigerungsrate von einem Prozent als auch für eine Preissteigerungsrate von drei Prozent das Szenario B (Abschnitt 2.1.2) relativ vorteilhaft gegenüber dem Szenario A (Abschnitt 2.1.1). Allerdings nimmt durch die Erhöhung der Preissteigerungsrate von einem Prozent auf drei Prozent die Abweichung der Kapitalwerte zwischen Szenario A und Szenario B von rund 12 Prozent (Preissteigerung von einem Prozent) auf rund 2 Prozent (Preissteigerungsrate von drei Prozent) signifikant ab.

Untersuchungsszenario	Preissteigerung 1 %	Preissteigerung 3 %
Szenario A: MRU	27.879.115 €	29.325.269 €
1. MRU		2016
2. MRU		2018
Szenario B: TK -> MRU	24.555.916 €	28.693.572 €
TK		2016
1. MRU		2030
2. MRU		2031

Tabelle 5: Ergebnisübersicht

4.4 Variation von Inflationsrate und Kalkulationszinssatz

Zur Überprüfung, inwieweit das Ergebnis aus den Abschnitten 4.1 bis 4.3 stabil gegenüber Änderungen der Inflationsrate und des Kalkulationszinssatzes nach Abschnitt 2.2 ist, wurden im Rahmen dieses Berichts weitere Berechnungen durchgeführt.

Hierbei wurden sämtliche Kombinationsmöglichkeiten unterschiedlicher Größen von Inflationsraten und Kalkulationszinssätzen hinsichtlich der zwei Fälle der Preissteigerung (1 Prozent und 3 Prozent) untersucht.

Für die Inflationsrate π wurden für die Berechnungen drei verschiedene Werte festgelegt:

- $\pi = 1,00 \%$
- $\pi = 2,00 \%$ (gemäß Abschnitt 2.2)
- $\pi = 3,00 \%$

Für den Kalkulationszinssatz z wurde eine Schwankungsbreite von +/- 1 Prozent des nach Abschnitt 2.2 definierten Kalkulationszinssatzes von 5,63 Prozent untersucht. Dementsprechend werden als Variationsgrößen des Kalkulationszinssatzes für die Berechnung der Kapitalwerte die nachfolgend aufgelisteten Kalkulationszinssätze verwendet:

- $z = 4,63 \%$
- $z = 5,63 \%$ (gemäß Abschnitt 2.2)
- $z = 6,63 \%$

Aus der Kombination der zuvor genannten Werte für die Inflationsrate und den Kalkulationszinssatz sind nachfolgend nach den Abbildungen 4 und 5 in Abhängigkeit von den zwei Fällen der Preissteigerungsraten (1 Prozent und 3 Prozent) sämtliche errechnete Kapitalwerte in einem Säulendiagramm abgetragen.

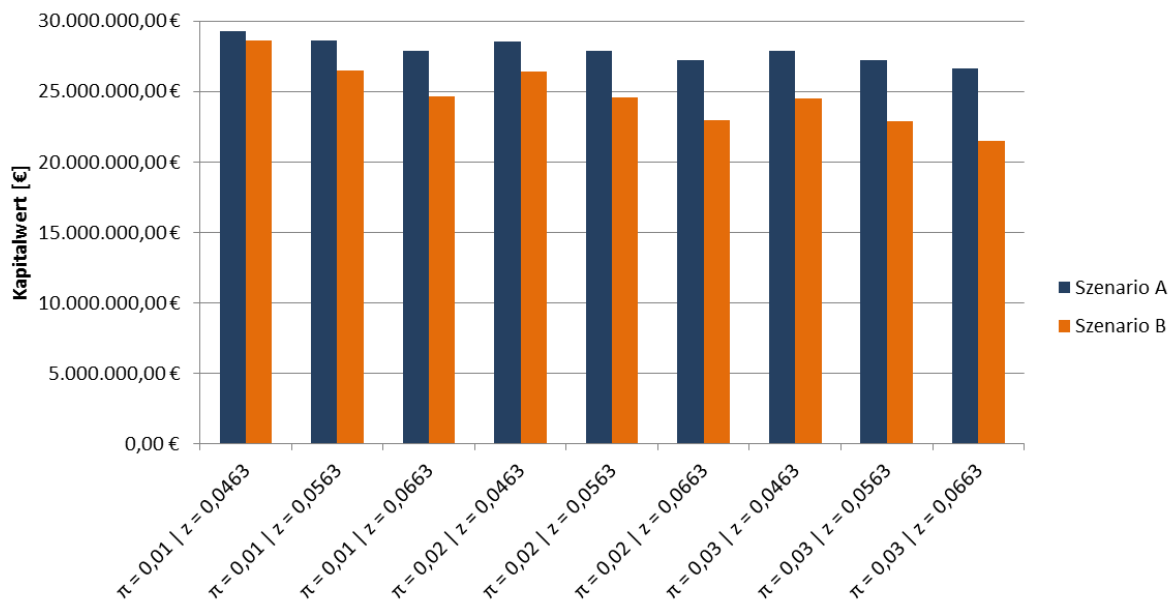


Abbildung 4: Kapitalwerte unterschiedlicher Kombinationen aus Inflation und Kalkulationszinssatz für eine Preissteigerung von einem Prozent

Abbildung 4 zeigt zunächst die Ergebnisse der Kombination aus der Inflationsrate π und dem Kalkulationszinssatz z für den Fall 1 mit einer Preissteigerungsrate nach Abschnitt 3.3 in Höhe von einem Prozent.

Wie in Abbildung 4 zu sehen ist, ist der Kapitalwert des Szenarios B (TK mit anschließender MRU nach Abschnitt 2.1.2) bei allen Kombinationsmöglichkeiten aus Inflationsrate und Kalkulationszinssatz geringer als der Kapitalwert des Szenarios A (MRU nach Abschnitt 2.1.1). Dementsprechend ist das Szenario B relativ vorteilhaft gegenüber dem Szenario A. Szenario B ist somit die nach der Bewertungsmethodik des Abschnitts 2 wirtschaftlichste Alternative bei den berechneten Kombinationsmöglichkeiten aus Inflationsrate und Kalkulationszinssatz für eine Preissteigerungsrate von einem Prozent.

Ein etwas anderes Bild zeichnet sich für den Fall einer Preissteigerungsrate in Höhe von drei Prozent ab. Abbildung 5 zeigt hierzu die Ergebnisse der Kapitalwerte für diesen Fall, die sich aus den Kombinationen unterschiedlicher Werte der Inflationsrate und des Kalkulationszinssatzes ergeben.

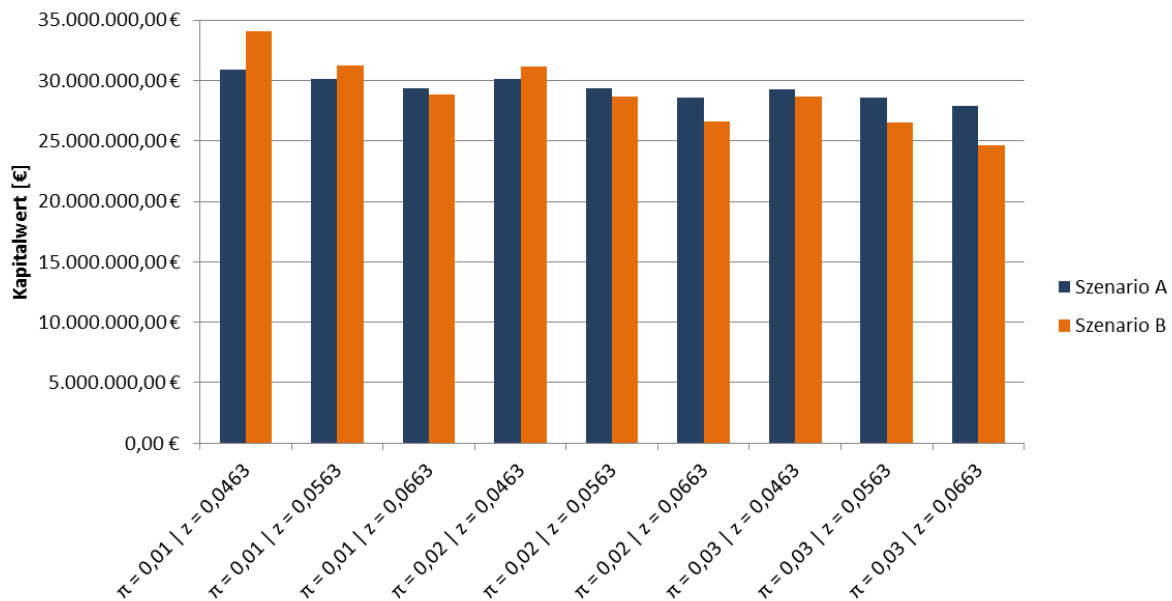


Abbildung 5: Kapitalwerte unterschiedlicher Kombinationen aus Inflation und Kalkulationszinssatz für eine Preissteigerung von drei Prozent

Wie in Abbildung 5 zu erkennen, sind bei einer Preissteigerungsrate von drei Prozent die Kapitalwerte des Szenarios A (MRU nach Abschnitt 2.1.1) für insgesamt drei Fälle geringer als die des Szenarios B (TK mit anschließender MRU nach Abschnitt 2.1.2). Im Detail ist dies bei einer Inflationsrate von einem und zwei Prozent in Kombination mit einem Kalkulationszinssatz von 4,63 Prozent sowie bei einer Inflationsrate von einem Prozent und einem Kalkulationszinssatz von 5,63 Prozent der Fall. Hierbei kann somit von einer relativen Vorteilhaftigkeit des Szenarios A gegenüber dem Szenario B gesprochen werden.

Für sämtliche weitere Kombinationen aus Inflationsrate und Kalkulationszinssatz sind die Kapitalwerte des Szenarios B geringer als die Kapitalwerte des Szenarios A. Somit ist für diese Kombinationen das Szenario B – die vorübergehende technische Konvertierung mit einer MRU über zwei Schritte ab dem Jahr 2030 – die wirtschaftlichste Option aufgrund seiner relativen Vorteilhaftigkeit gegenüber dem Szenario A.

Die Variation von unterschiedlichen Inflationsraten und Kalkulationszinssätzen in Abhängigkeit von den zwei Fällen der Preissteigerung nach Abschnitt 3.3 zeigt, dass die Beurteilung einer relativen Vorteilhaftigkeit von Szenario A oder B abhängig ist von den äußeren Rahmenbedingungen aus Preissteigerungsrate, Inflationsrate und Kalkulationszinssatz.

Tabelle 7 zeigt zur Veranschaulichung der in den Abbildungen 4 und 5 qualitativ dargestellten Ergebnisse die konkret errechneten Kapitalwerte der zwei Szenarien A und B nach Abschnitt 2.1, die sich aus den Kombinationsmöglichkeiten der festgelegten Inflationsraten und Kalkulationszinssätze in Abhängigkeit von den verschiedenen Preissteigerungsraten (1 Prozent und 3 Prozent) ergeben.

Kombination	Preissteigerung 1 %		Preissteigerung 3 %	
	Szenario A	Szenario B	Szenario A	Szenario B
$\pi = 0,01 \mid z = 0,0463$	29.306.235,10 €	28.634.744,22 €	30.931.331,64 €	34.077.229,81 €
$\pi = 0,01 \mid z = 0,0563$	28.585.443,98 €	26.492.948,62 €	30.117.810,41 €	31.246.772,17 €
$\pi = 0,01 \mid z = 0,0663$	27.909.131,78 €	24.634.997,52 €	29.358.856,09 €	28.797.665,38 €
$\pi = 0,02 \mid z = 0,0463$	28.560.396,64 €	26.421.528,27 €	30.089.627,26 €	31.152.511,52 €
$\pi = 0,02 \mid z = 0,0563$	27.879.115,10 €	24.555.915,72 €	29.325.268,79 €	28.693.571,75 €
$\pi = 0,02 \mid z = 0,0663$	27.238.194,93 €	22.935.155,27 €	28.610.060,68 €	26.563.337,36 €
$\pi = 0,03 \mid z = 0,0463$	27.862.101,61 €	24.511.218,93 €	29.306.235,10 €	28.634.744,22 €
$\pi = 0,03 \mid z = 0,0563$	27.216.075,85 €	22.881.516,76 €	28.585.443,98 €	26.492.948,62 €
$\pi = 0,03 \mid z = 0,0663$	26.606.844,77 €	21.463.428,51 €	27.909.131,78 €	24.634.997,52 €

Tabelle 6: Ergebnisübersicht der Kapitalwerte unterschiedlicher Kombinationen aus Inflation und Kalkulationszinssatz

5 Zusammenfassung

In den vorliegenden Betrachtungen wurde eine modifizierte Entscheidungsmodellierung des Modells aus der Studie (TU Clausthal, 2013) mit Werten der Nowega und Avacon durchgeführt.

Zunächst wurden im zweiten und dritten Abschnitt das Untersuchungsszenario abgesteckt, die Kapitalwertmethode als Bewertungsansatz vorgestellt sowie die Basis der relevanten Input-Faktoren geschaffen.

Als Untersuchungsszenarien wurden zwei Möglichkeiten von der Nowega zur Untersuchung vorgegeben. Szenario A, in dem ab dem Auftreten des Leistungsbilanzdefizits eine MRU in zwei Schritten mit einer Leistung von 0,6 GWh/h und 0,8 GWh/h zu untersuchen ist. Und Szenario B, das ab Auftreten des Leistungsbilanzdefizits eine TK mit einer Leistung von 1,4 GWh/h vorsieht. Die TK-Anlage wird fortan für die Bereitstellung von Spitzenleistungen genutzt, bis zu dem Zeitpunkt, zu dem das letzte Netzgebiet von L- auf H-Gas umgestellt wird. Ab diesem Zeitpunkt ist analog zum Szenario A eine MRU in zwei Schritten mit einer Leistung von 0,6 GWh/h und anschließend mit einer Leistung von 0,8 GWh/h durchzuführen.

Die Input-Faktoren basieren im Wesentlichen auf regulatorischen Vorgaben, wie z.B. der Bestimmung des Kalkulationszinssatzes aus dem Eigen- und Fremdkapitalzinssatz. Zudem gehen Daten der Nowega für die Auslegung einer technischen Konvertierungsanlage mit einem Leistungsbezug von bis zu 1,4 GWh/h sowie Daten der Avacon für eine Qualitätsumstellung eines Netzgebiets mit einem Leistungsbezug von 0,6 GWh/h in die Berechnungen ein.

Die Ergebnisse aus Abschnitt 4 zeigen für die zwei Fälle einer Preissteigerungsrate von einem bzw. drei Prozent, dass für die gegebenen Rahmenbedingungen in einem Betrachtungszeitraum vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2034 für beide Preissteigerungsraten das Szenario B dem Szenario A vorzuziehen ist.

Um die Stabilität dieser Aussage zu überprüfen, wurden weitere Berechnungen durchgeführt, die unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten aus einer Variation von Inflation und Kalkulationszinssatz für die zwei Fälle der Preissteigerung untersuchen. Hierbei hat sich gezeigt, dass für die meisten und wahrscheinlichsten Kombinationsmöglichkeiten aus Inflationsrate und Kalkulationszinssatz das Szenario B relativ vorteilhaft gegenüber dem Szenario A ist.

Literaturverzeichnis

- Blanchard, O., & Illing, G. (2009). *Makroökonomie*. München: Paerson.
- Bundesnetzagentur. (2011). *Festlegungsbeschluss BK4-11-304: Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen*. Bonn.
- Bundesnetzagentur. (2012). *Festlegungsbeschluss BK4-12-656: Festlegung zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten*. Bonn.
- Bundesnetzagentur. (2012). *Festlegungsabschluss BK7-11-002: Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Marktgebieten*. Bonn.
- Fernleitungsnetzbetreiber. (2012). *Netzentwicklungsplan Gas 2012*. Berlin.
- Fernleitungsnetzbetreiber. (2013). *Netzentwicklungsplan Gas 2013 - Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber*. Berlin.
- Götze, U. (2008). *Investitionsrechnung*. Heidelberg: Springer.
- KEMA Nederland B.V. (2010). *Konzeptstudie zur Integration von H- und L-Gas-Marktgebieten*. Groningen.
- TU Clausthal. (2013). *Entscheidungsmodell für die Auswahl unterschiedlicher Anpassungsoptionen für die L-Gas-/H-Gas-Versorgung*. Clausthal-Zellerfeld.