

Erdgasmarkt und -transitnetz der Ukraine

MARKTSTUDIE



Erdgasmarkt und -transitnetz der Ukraine

Nord Stream 2



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	i
1 Kurzfassung	1
Einleitung	8
1.1 Prognoseannahmen für Angebot und Nachfrage	8
1.2 Entscheidende Faktoren im Prognosemodell	9
1.3 Wirkung der Preiselastizität	11
2 Erdgasmarkt in der Ukraine	13
2.1 Energiemix	13
2.1.1 Energiemix im Zeitraum von 2010 bis 2015	13
2.1.2 Energiemix im Zeitraum von 2015 bis 2035	14
2.2 Erdgasnachfrage	15
2.2.1 Erdgasnachfrage im Zeitraum von 2010 bis 2015	16
2.2.2 Erdgasnachfrage im Zeitraum von 2015 bis 2035	18
2.3 Erdgasangebot	18
2.3.1 Erdgasangebot und -transit im Zeitraum von 2010 bis 2015	19
2.3.2 Erdgasangebot und -transit im Zeitraum von 2015 bis 2035	25
3 Infrastruktur	27
3.1 Überblick über das Erdgas-Infrastrukturnetz	27
3.2 Technische Eigenschaften der Transit- und Transportfernleitungen	31
3.3 Technische Eigenschaften der Erdgasspeicheranlagen	33
3.4 Sanierungsbedarf	35
3.5 Schwachstellen des Fernleitungsnetzes	40
4 Vorschriften	45
4.1 Regulatorische Rahmenbedingungen	45
4.2 Unterbrechbarer Gegenfluss	47
4.3 TPA (Recht auf Drittzugang)	47
4.3.1 TPA-Anforderungen für Fernleitungsnetz und Speicheranlagen	48
4.3.2 TPA-Anforderungen für den Transit	49
4.4 Entflechtung	51
4.5 Tarife an Einspeise- und Ausspeisepunkten	53
5 Literaturhinweise	56



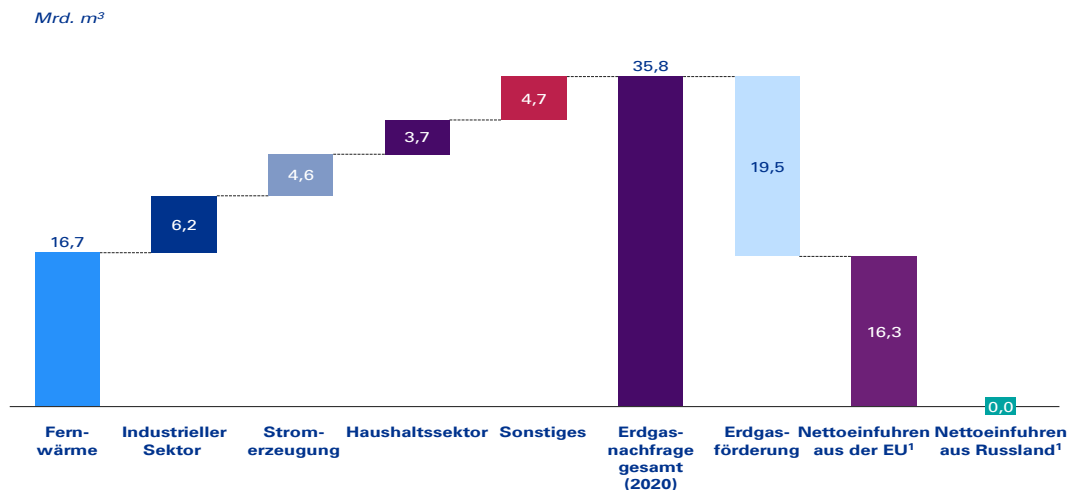
Abkürzungen

ATI: Ananjiv–Tiraspol–Izmail	LPG: LPG (Flüssiggas)
BIP: Bruttoinlandsprodukt	Mio.: Million/en
CAGR: CAGR (durchschnittliche jährliche Wachstumsrate)	MPa: Megapascal
CEO: CEO (Generaldirektor)	Mrd. m ³ : Milliarde/n Kubikmeter
DUG-2: Dolina–Uzhgorod	Mrd. Milliarde/n
EBRD: European Bank for Reconstruction and Development	NBW: Nettobuchwert
EBWE: Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung	NSP: Nord-Stream-Pipeline
EIB: Europäische Investitionsbank	NSP2: Nord-Stream-Pipeline 2
einschl. USt.: einschließlich Umsatzsteuer	PJ: Petajoule
EKKP: Jelec–Kremenchug–Kriviy Rig	PJSC: Public Joint Stock Company (Aktiengesellschaft mit staatlicher Beteiligung)
ENB: Einspeisenetzbetreiber	Richtlinie 2003/55/EG: Richtlinie 2003/55 zur Energiegemeinschaft
ENTSO-G: Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber	SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition system/ System zur Überwachung, Steuerung und Datenerfassung
EU: Europäische Union	SIF: Staatlicher Immobilienfonds
FGSZ: Földgázzállító Zárt Részvénytársaság (ungarischer FNB)	SLA: Service Level Agreement
FNB: Fernleitungsnetzbetreiber	TAG: Trans-Austria Gasleitung
GSA: Gasspeicheranlage	TPA: TPA (Recht auf Drittzugang)
GTN: Gastransportnetz	UAH: Ukrainische Hrywnja
GuV: Gewinn- und Verlustrechnung	UEFN: Ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz
HKS: Handelskammer Stockholm	UGSAU: Unterirdische Gasspeicheranlage der Ukraine
IAEA: International Atomic Energy Agency	UGV: Ukgazvydobuvannya
IWF: Internationaler Währungsfonds	UPU: Erdgasleitung Urengoy–Pomary–Uzhgorod
JVAV: Joint Venture, Arbeitsgemeinschaft oder Vereinigung	USt: Umsatzsteuer
KAB: Kemenchug–Ananijiv–Bohorodchani	UTG: Ukrtransgaz
KACHB: Kemenchug–Ananijiv–Ananjiv–Bohorodchani	VS: Verdichterstation
KD: Komarno–Drozdovichi	WB: Weltbank
KK: Kursk–Kyiv	WELU: Wichtigste Erdgasleitungen der Ukraine (WELU)
KPI: KPI (Leistungskennzahl)	WNA: World Nuclear Association

1 Kurzfassung

- 1.1. Mit dem Jahr 2020 lässt sich der ukrainische Erdgasbedarf bereits ohne Einfuhren aus Russland, zur Gänze aus der heimischen Produktion und westlichen Versorgungslieferungen decken.

Erdgasbedarf und -versorgung (in Mrd. m³)



Quelle: Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019 (S. 8.) (Oxford Institute for Energy Studies, 2016); Schlussfolgerungen KPMG; Prognose der Weltbank bis 2020, Statistische Übersicht 2016 von Ukrstat; The Ukrainian residential gas sector: a market untapped, The Oxford Institute for Energy Studies 2016; Gas flow at entry and exit points of Ukrainian GTS in 2009-2015 (bcm) [Gasfluss an Ein- und Ausspeisepunkten des ukrainischen GTN zwischen 2009 und 2015 in Mrd. m³], Naftogaz 2015

(1) Im Prognosemodell ging KPMG von Erdgaseinfuhren aus Russland aus. Die im Diagramm enthaltenen Werte zeigen das in technischer Hinsicht mögliche Ergebnis an.

Der gesamte Erdgasverbrauch sinkt im Zeitraum von 2015 bis 2020 voraussichtlich um 0,3 % CAGR, was auf die kombinierte Wirkung erhöhter Energieeffizienz, eines positiven BIP-Wachstums und einer leicht rückläufigen Bevölkerungsentwicklung zurückzuführen ist.

- **Fernwärme:** Im Zeitraum von 2015 bis 2020 wird ein voraussichtlicher Rückgang des Erdgasverbrauchs von 0,6 % CAGR verzeichnet werden, der in erster Linie auf geplante Gebäudeisolierungen, eine Umstellung auf erneuerbare Energien, die negative Auswirkung erhöhter Energieeffizienz und einen Bevölkerungsrückgang zurückzuführen ist.
- **Industrieller Sektor:** Der Erdgasverbrauch im industriellen Sektor wird zwischen 2015 und 2020 voraussichtlich um 0,1 % CAGR zunehmen. Dieser Umstand ist in erster Linie auf ein 2,4 % CAGR BIP-Wachstum im besagten Zeitraum zurückzuführen, das sich aus

einer verstärkten industriellen Entwicklung in Wirtschaftsbereichen wie etwa Metallurgie und Düngemittelproduktion ergibt.

- **Stromerzeugung:** Der Erdgasverbrauch in der Stromerzeugung wird im Zeitraum von 2015 bis 2020 voraussichtlich um 0,1 % CAGR zurückgehen, was auf die Umstellung auf erneuerbare Energien sowie auf die negative Auswirkung erhöhter Energieeffizienz zurückzuführen ist.
- **Haushaltssektor:** Im Zeitraum von 2015 bis 2020 wird es im Hinblick auf den Erdgasverbrauch des Haushaltssektors zu einem voraussichtlichen Rückgang um 0,7 % CAGR kommen. Die diesbezüglichen Hauptfaktoren sind Gebäudeisolationen, die Umstellung auf erneuerbare Energien (in erster Linie Biomasse, Biokraftstoffe und Holz) sowie ein Bevölkerungsrückgang.
- **Sonstige** Bereiche wie etwa Transportwesen, Handel, öffentlicher Dienst u. A. Zwischen 2015 und 2020 werden die Bereiche der Kategorie „Sonstige“ aufgrund des BIP-Wachstums und nicht getätigter Investitionen, welche zu erhöhten Netzverlusten führen, voraussichtlich um 0,5 % CAGR wachsen.

Der gesamte Erdgasbedarf wird bis 2020 voraussichtlich auf 35,8 Mrd. m³ fallen, ein Wert, der in technischer und physischer Hinsicht bereits im Jahre 2020 ohne russische Einfuhren, aus heimischer Produktion und mit westlichen Versorgungslieferungen aus der Europäischen Union (EU) gedeckt werden kann.

Unter Berücksichtigung des Produktionstrends aus dem Zeitraum 2013 bis 2015 und der voraussichtlich unterbleibenden Investitionen in den Ausbau der Förderanlagen wird die **Erdgasförderung** zwischen 2015 und 2020 voraussichtlich um 0,4 % CAGR zurückgehen.

Die **Nettoeinfuhren aus der EU** werden sich aufgrund von Gegenflussprojekten zur Kapazitätssteigerung (potenzielle Steigerung der Einfuhrkapazität aus der EU bis auf 27,3 Mrd. m³), die von der Ukraine und der EU gemeinsam durchgeführt werden, voraussichtlich auf 16,3 Mrd. m³ erhöhen und Einfuhren aus Russland ersetzen.

Zusammenfassend lassen sich die Einfuhren aus Russland bereits bis 2020 durch die heimische Produktion und Einfuhren aus der EU ersetzen.

- 1.2. Die Notinstandsetzung der Urengoy-Pomary-Uzhgorod (UPU) Ergasleitung (30 Mrd. m³/Jahr) ist derzeit im Gange. Aufgrund mangelnder Finanzierung wird die Sanierung des gesamten Transitnetzes (3 Mrd. USD über 7 Jahre verteilt) in absehbarer Zeit nicht beginnen.

Der von Ukrtransgaz (UTG) im Jahr 2014 veröffentlichte Sanierungs- und Entwicklungsplan mit einer Laufzeit von sieben Jahren für die wichtigsten Fernleitungs- und Messanlagen deckt sich mit den Ergebnissen der von Mott MacDonald erstellten und von Azfar Shaukat am 30. September 2011 auf der von der EU und der Ukraine gemeinsam veranstalteten internationalen Investorenkonferenz in Brüssel (Belgien) präsentierten Machbarkeitsstudie zu den Modernisierungsoptionen und Kosten der Erdgasleitungen und Speicheranlagen¹.

In 2011 kam Mott MacDonald zum Schluss, dass der Zustand des ukrainischen Erdgastransportnetzes aufgrund unzureichender Planung und Konstruktion sowie der geringen oder unzureichenden Finanzierung der späteren Instandhaltung mangelhaft sei. Das Ausmaß der beschriebenen Mängel sei beträchtlich, und die Verbesserung der Transitnetzintegrität erfordere ein kurz-, mittel- und langfristiges Sanierungsprogramm.

Die Studie von Mott MacDonald (MMD) rückt zwei wesentliche Themen in den Mittelpunkt:

- i. Identifikation eines Prioritätenplans durch Überprüfung des „Prioritätsprojekts“ von UTG, das ursprünglich als Notinstandsetzung von UPU geplant war und auf dem Entwicklungsprogramm von UTG für den Zeitraum 2009 bis 2016 beruht
- ii. Ausdehnung der Überprüfung auf die anderen Erdgasleitungen (Gesamtsanierungsprojekt)

Während die mit Eigenmitteln von UTG und Fremdmitteln der Europäische Investitionsbank (EIB) und der Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBWE) finanzierte Notinstandsetzung der UPU mit einer Kapazität von 30 Mrd. m³/Jahr derzeit im Gange ist und voraussichtlich 2020 abgeschlossen wird, macht das Gesamtsanierungsprojekt bisher nur geringe Fortschritte und ist auch weiterhin unterfinanziert.

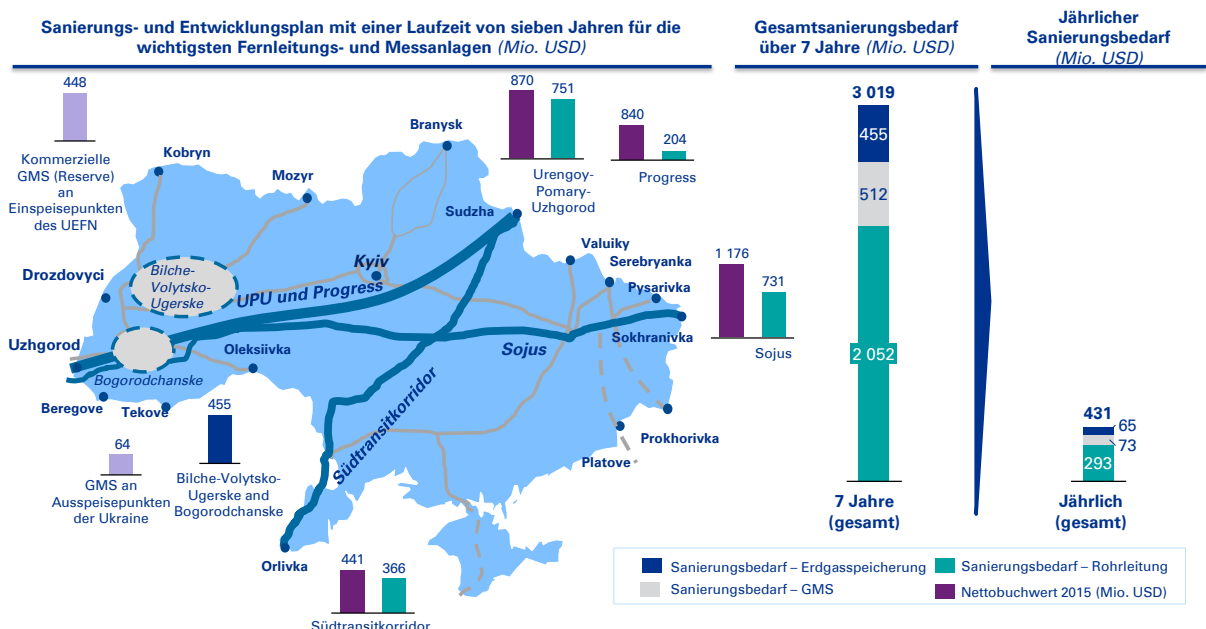
Als abschließendes Fazit der Studie von Mott MacDonald lässt sich zusammenfassend sagen, dass die Durchführung des Sanierungsprogramms zur Erneuerung der Betriebsmittel und der Ausführung von Reparaturarbeiten bereits 2011 äußerst dringlich war. Durch ständige Aufschübe und insbesondere aufgrund der Unterfinanzierung hat das Transitnetz im Vergleich mit der MMD-

¹ – „Ukraine – EU: Auf dem Weg zum Energiebinnenmarkt“ – Shaukat, A. (2011), Präsentation von Mott McDonald auf der EU-Ukraine-Konferenz, September 2011, Brüssel, Belgien.

Studie von 2011, die auf ein UTG-Konzept von 2008 zurückgeht, keine Verbesserungen erfahren. Aus diesem Grund stimmt der Sanierungsplan für 2014 mit dem Sanierungsplan von 2011 überein. Schließlich wurden, abgesehen von der Finanzierung und Anschaffung der Verdichterstation in Bar, keine Fortschritte erzielt.

Für die Ausführung der bisher zurückgestellten Sanierungsarbeiten und die Sicherstellung des nachhaltigen Betriebs des Erdgastransport und -fernleitungsnetzes bis 2030 besteht ein Sanierungsbedarf, der sich für den Zeitraum von sieben Jahren mit ca. 3,0 Mrd. USD beziffern lässt.

Sanierungs- und Entwicklungsplan mit einer Laufzeit von sieben Jahren für die wichtigsten Fernleitungs- und Messanlagen (in Mio. USD)



Quelle: Gesamtplan ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz, vordringliche Ziele Modernisierung und Wiederinstandsetzung. PJSC Ukrtransgaz 2014.

Während der Umsetzung des Sanierungsplans belaufen sich die jährlichen Sanierungskosten über einen Zeitraum von sieben Jahren voraussichtlich auf 0,4 Mrd. USD pro Jahr.

Von der Umsetzung der geplanten Sanierung erwartet sich der ukrainische Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Verwirklichung der folgenden Zielsetzungen²:

2 – „Ukrainian Gas Transmission System (UGTS) Priority Objects Modernization and Reconstruction“ [Ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz (UEFN), vordringliche Ziele Modernisierung und Wiederinstandsetzung] – Energiecharta (2014); verfügbar unter: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Presentations/CBP-Ukraine_GTS.pdf ; „Modernisierung des ukrainischen Erdgasfernleitungsnetzes;“ – Ukrtransgaz (2015); verfügbar unter: <http://utg.ua/img/news/2015/04/modernUGS280420154.pdf>

- Steigerung der Gesamtbetriebsdauer der Verdichtereinheiten auf 100.000 bis 150.000 Stunde
- Brenngaseinsparung in Höhe von 600 Mio. m³ pro Jahr
- Abnahme der Beeinträchtigung der Haupterdgasleitungen durch Spannungskorrosion
- Online-Überwachung der Erdgasmenge und -qualität und Angleichung des Ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz (UEFN) an die relevanten europäischen Normen

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen (Ergebnisse der Studie von Mott MacDonald 2011), Unterinvestitionen in der Vergangenheit und der aktuellen Finanzierungsverträge mit der EIB/EBWE lässt sich das Fazit ziehen, dass die Wahrscheinlichkeit einer Verbesserung des Zustands des Erdgastransport und -fernleitungsnetzes gering ist.

Nach aktuellen Plänen wird die Notinstandsetzung der UPU-Erdgasleitung mit einer Jahreskapazität von 30 Mrd. m³ voraussichtlich bis 2020 beendet sein. Die im Rahmen des umfangreichen Sanierungsprogrammes für alle vier Transitgasleitungen ergriffenen Maßnahmen sind nur geringfügig (die Arbeiten im Wert von 83,2 Mio. USD an der Verdichterstation Bar an der Sojus-Trasse könnten 2017 beginnen), während für den Großteil der Sanierungsarbeiten im Wert von ca. 3 Mrd. USD bisher keine Finanzierungsmöglichkeit besteht. Unter Berücksichtigung der Vorbereitungszeit zwischen Finanzierung und Baubeginn sowie der Gesamtbauzeit von sieben Jahren scheint die Fertigstellung bis 2025 bereits eine optimistische Prognose zu sein.

Nach Aussage des Gutachtens von Mott MacDonald lässt sich die Plankapazität des mithilfe der Notkredite sanierten Transitnetzes nach 2020 über die Kapazität von 30 Mrd. m³ pro Jahr der UPU-Erdgasleitung nicht aufrechterhalten.

1.3. Die wesentlichen Rechtsvorschriften des Sektors werden sich nach dem Beitritt der Ukraine zum ENTSG im Jahr 2015 ändern

2015 trat die Ukraine dem Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSG) bei. Um den Rechtsvorschriften des Verbands zu entsprechen, wurden seit dem 1. Januar 2016 eine Reihe von Vorschriften geändert.

Die folgenden Rechtsvorschriften bilden seit 1996 die rechtliche Grundlage des ukrainischen Erdgasmarktes:

- Am 15. Mai 1996 wurde das **Gesetz der Ukraine „über den Rohrleitungstransport“** verabschiedet. Es zielte auf die Sicherstellung des zuverlässigen und sicheren Betriebs des Rohrleitungsnetzes ab und sollte seine ökologische Sicherheit verbessern.

- Das **Gesetz der Ukraine „über Öl und Gas“**, verabschiedet am 12. Juli 2001, legt die rechtlichen, wirtschaftlichen und organisatorischen Grundlagen für die Ausübung von Tätigkeiten im Zusammenhang mit Öl und Gas in der Ukraine fest.
- Seit dem 20. April 2000 regelt das **Gesetz der Ukraine „über natürliche Monopole“** das Angebot von Erdgas und weiteren Substanzen in Mengen, die eine vorgegebene Obergrenze überschreiten.
- Das **Gesetz der Ukraine „über die kommerzielle Messung von Erdgas“**, verabschiedet am 16. Juni 2011, bestimmt die Grundsätze, nach denen sich die Bereitstellung von Gasmessstationen an die Kunden richtet. Damit legt es die Grundlage für ein vollständiges kommerzielles Abrechnungssystem, das sämtliche inländischen und importierten Erdgaszufuhren abdeckt.
- Das jüngste **Gesetz der Ukraine „über den Erdgasmarkt“**, in Kraft seit dem 9. April 2015, legt im Einklang mit den Grundsätzen des freien Wettbewerbs, des angemessenen Kundenschatzes und der Versorgungssicherheit die rechtlichen Grundlagen für den ukrainischen Erdgasmarkt fest. Das Gesetz stellt die Regelkonformität des ukrainischen Erdgasmarktes mit dem dritten Energiepaket der EU her und gestattet die Privatisierung von 49 % der Anteile am FNB des Landes (Ukrtransgaz).
- **ENTSO-Netzkodizes** wurden am 1. Januar 2016 eingeführt. Sie dienen der Erleichterung von Interoperabilität, Engpassmanagement (CPM) und Kapazitätszuweisung (CAM).

Neben den Bestimmungen zur Förderung der internationalen Zusammenarbeit auf dem ukrainischen Markt für Erdgas wurden auch Rechtsvorschriften zur Sanktionierung bestimmter Parteien eingeführt:

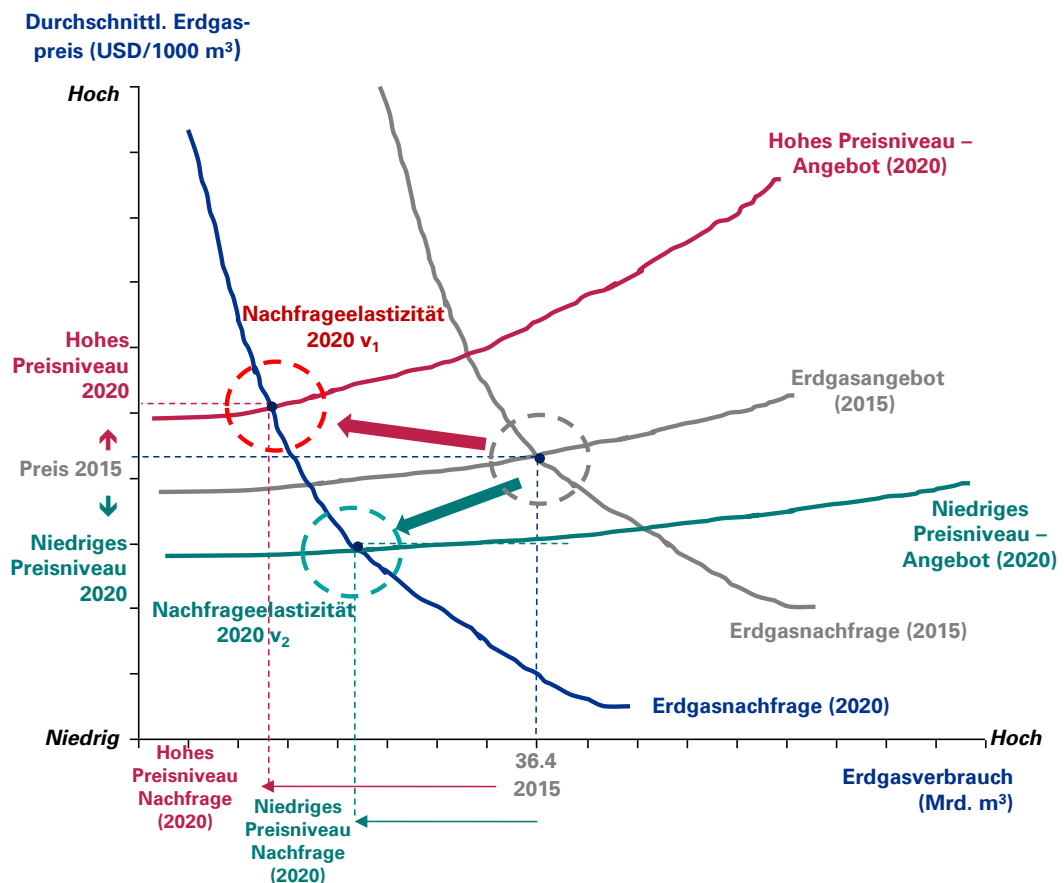
- Am 17. Oktober 2016 wurde das **Gesetz der Ukraine „über die Verhängung besonderer wirtschaftlicher und rechtlicher Restriktionen (Sanktionen) gegenüber den in der Liste aufgeführten natürlichen und juristischen Personen“** verabschiedet. Es trat noch am selben Tag in Kraft. Seine wesentlichen Bestimmungen besagen Folgendes:
Einführung wirtschaftlicher und rechtlicher Sanktionen gegenüber natürlichen und juristischen Personen, die nach Ansicht des ukrainischen Parlaments die Wirtschaft und Souveränität der Ukraine behindert haben.
- Diese Bestimmungen beruhen auf dem **Gesetz der Ukraine „über Sanktionen“**, das am 10. September 2014 angenommen wurde. Die entsprechende Rechtsvorschrift wurde am 08. August 2014 über das Ministerkabinett (Arsenij Jacenjuk) verabschiedet und am 10. September 2014 vom Präsidenten unterzeichnet.

- Diese Rechtsvorschrift legt Sachverhalte fest, die wirtschaftliche und rechtliche Sanktionen nach sich ziehen können, sofern sie die nationale Souveränität und territoriale Unversehrtheit der Ukraine untergraben, zu Schäden am Privat- oder Staatseigentum führen oder die nachhaltige Wirtschaftsentwicklung des Landes beeinträchtigen. Darüber hinaus legt die Rechtsvorschrift auch das Verfahren der Verhängung von Sanktionen fest und bestimmt die unterschiedlichen Sanktionen, deren Verhängung bei einem eingetretenen Verstoß zulässig ist:
 - Einfrieren finanzieller Vermögenswerte und Einschränkung der Handelstätigkeit
 - teilweise oder vollständige Einstellung/Beschränkung der Transitressourcen, Flüge und Transporte durch die Ukraine
 - Aufhebung und Aussetzung von Lizenzen, Verbot von Privatisierungen

Einleitung

1.1 Prognoseannahmen für Angebot und Nachfrage

Entwicklung der Nachfrageelastizität von Erdgas



Quelle: KPMG-Prognose, Jahresstatistik Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/AF9C268799B69AC5C2257EFB004AC76F?OpenDocument&year=2015&month=11&nt=News&>

Die Nachfrage nach Erdgas wird von 2015 bis 2020 voraussichtlich um 0,3 % CAGR abnehmen und aufgrund der kombinierten Wirkung des BIP-Wachstums von 2,4 % CAGR, einer Erhöhung der Energieeffizienz von 2,3 % CAGR (negative Beeinträchtigung des Verbrauchs) und eines Bevölkerungsrückgangs von 0,4 % CAGR weiter in derselben Größenordnung zurückgehen.

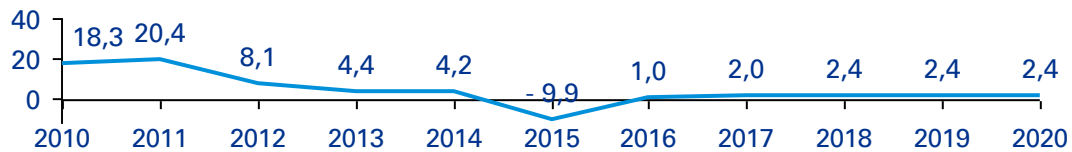
Es gibt zwei Erdgaspreisszenarien, die das Ausmaß der Nachfrageschwankungen bestimmen:

- Hochpreisszenario – die Erdgasnachfrage wird im Vergleich mit dem Niedrigpreisszenario voraussichtlich stärker abnehmen

- Niedrigpreisszenario – die Erdgasnachfrage wird im Vergleich mit dem Hochpreisszenario voraussichtlich geringer abnehmen

1.2 Entscheidende Faktoren im Prognosemodell

BIP-Wachstumsrate (%)



Quelle: Datenbank der Weltbank (2016), verfügbar unter: http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=UA&name_desc=true; Statistische Übersicht von Ukrstat (2016), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>

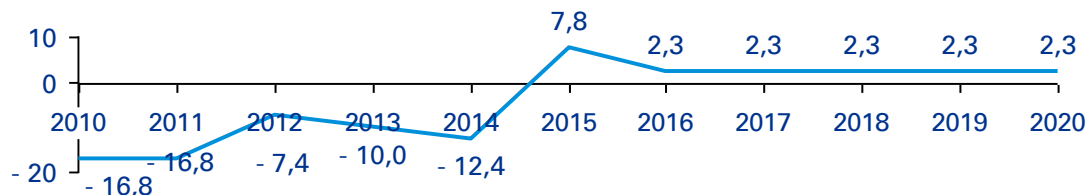
Die BIP-Wachstumsraten stammen aus der Länderprognose der Weltbank (2016):

- 1,0 % im Jahr 2016
- 2,0 % im Jahr 2017
- 2,4 % ab 2018

Im Zeitraum von 2010 bis 2015 lag die durchschnittliche BIP-Wachstumsrate bei 7,6 % und wies einen rückläufigen Trend auf. 2015 kam es angesichts der politischen und wirtschaftlichen Spannungen in der Ukraine zu einem starken BIP-Einbruch (- 9,9 %).

Aus diesem Grund wird das Wirtschaftswachstum in der Ukraine im Zeitraum von 2016 bis 2020 im Vergleich mit dem Zeitraum von 2005 bis 2014 voraussichtlich geringer ausfallen.

Zuwachsrate der Energieeffizienz (%)

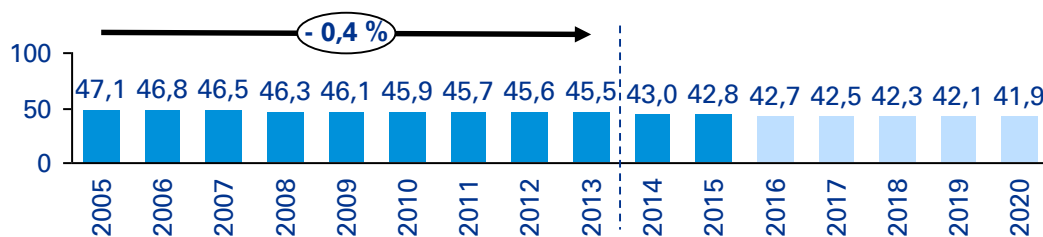


Quelle: KPMG-Berechnung basiert auf Ukrstat-Daten zum BIP und Ukrstat-Daten zur Energiebilanz (2010-2015), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>; KPMG-Prognose (2015-2020)

Im Zeitraum von 2015 bis 2020 wird sich die Energieeffizienz aufgrund steigender Rohstoffpreise, zunehmender Isolierung von Gebäuden und der

Umstellung auf erneuerbare Energiequellen voraussichtlich erhöhen (2,3 %). Die oben genannten Ursachen werden voraussichtlich eine negative Gesamtwirkung auf den Gesamtenergieverbrauch haben. Die Prognose zur Erhöhung der Energieeffizienz richtet sich nach der Entwicklung der Energieeffizienz im Zeitraum von 2014 bis 2015. Die historische Entwicklung der Energieeffizienz wird von KPMG aufgrund der BIP-Zeitreihen im Zeitraum von 2013 bis 2015 und der Statistik der Energiebilanz im Zeitraum von 2013 bis 2015 (verfügbar bei Ukrstat, 2016) berechnet.

Bevölkerung (in Mio.)



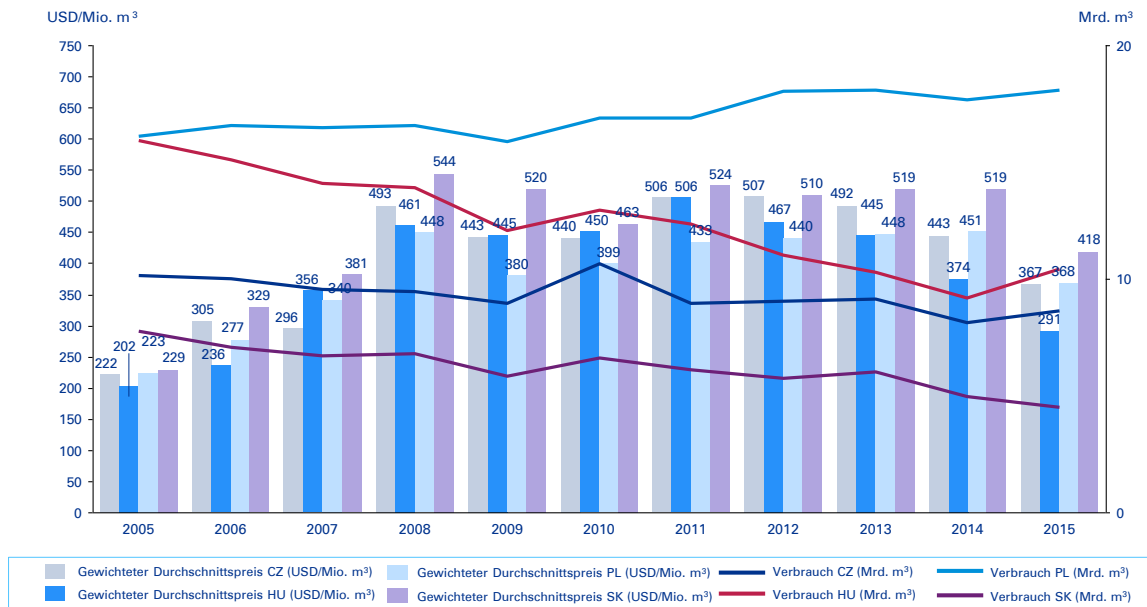
Quelle: Statistische Übersicht von Ukrstat (2016), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>

Basierend auf dem Trend des Zeitraums von 2005 bis 2013 geht KPMG davon aus, dass die Bevölkerung der Ukraine zwischen 2016 und 2020 um 0,4 % CAGR zurückgehen wird. Der Grund dafür, dass lediglich der Zeitraum von 2005 bis 2013 berücksichtigt wurde, ist im Bevölkerungsrückgang von 3 % zu suchen, der sich irreführend auswirkt.

Der starke Bevölkerungsrückgang zwischen 2013 und 2015 ist in erster Linie auf politische und wirtschaftliche Spannungen zurückzuführen.

1.3 Wirkung der Preiselastizität

Benchmark-Analyse von Erdgaspreisen und –verbrauch



Quelle: Eurostat-Übersichtstafel 2016; Statistische Übersicht von Ukrstat (2016); Statistische Übersicht des Economist (2016)

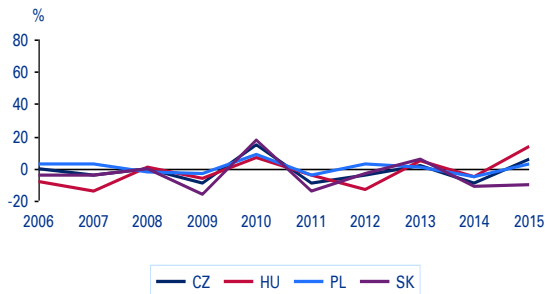
(1) Die gewichteten Durchschnittspreise basieren auf dem Erdgasverbrauch unterschiedlicher Sektoren (Haushaltssektor, Industrie).

KPMG hat in den Nachbarländern der Ukraine den Effekt ansteigender Erdgaspreise zwischen 2005 und 2011 auf die Erdgasnachfrage untersucht. Es wurde nachgewiesen, dass in den Nachbarstaaten eine schwache negative Korrelation zwischen durchschnittlichem Erdgaspreis und Erdgasnachfrage besteht. Da Preisschwankungen nur ca. 10 % der Nachfrageveränderung ausmachen, ist die Wirkung jedoch nicht ausschlaggebend.

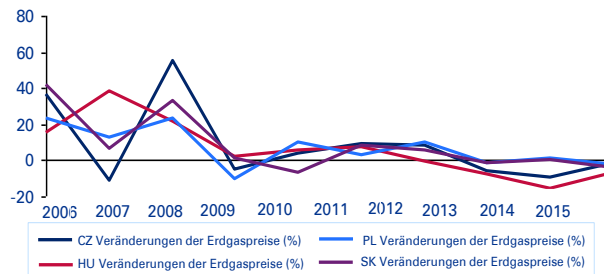
Für dieses Ergebnis führte KPMG eine Analyse der Preiselastizität der Erdgasnachfrage in Benchmark-Ländern durch (Tschechische Republik, Slowakische Republik, Ungarn und Polen), wobei die historischen Veränderungsraten der Erdgasnachfrage und des Erdgaspreises verwendet wurden. Bei der Berechnung der durchschnittlichen Preiselastizität (-0,1) wurden statistische Ausreißer³ nicht berücksichtigt.

3 – Die Ausreißerindizes waren all jene Indizes, die einen Wert höher als 3 aufwiesen.

Veränderungen in der Erdgasnachfrage (%)

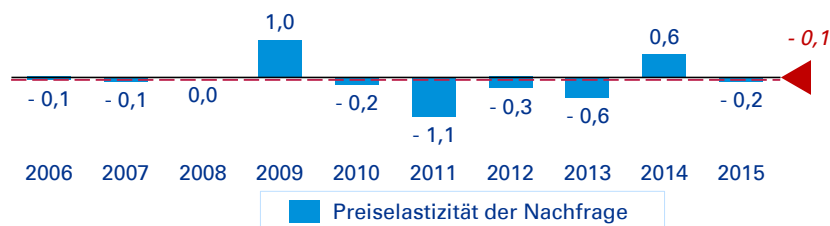


Veränderungen der Erdgaspreise (%)



Quelle: Eurostat-Übersichtstafel (2016); Statistische Übersicht von Ukrstat (2016); Statistische Übersicht des Economist (2016); Bericht über die Tätigkeit der Nationalen Regulierungsbehörde für die Energie- und Versorgungswirtschaft, NERC (2015); die KPMG-Schätzung der Preiselastizität der Nachfrage basiert auf den erhobenen Daten und folgender Formel: $\Delta D\%/\Delta P\%$, wobei statistische Ausreißer nicht berücksichtigt wurden.

Durchschnittliche Preiselastizität der Nachfrage



Quelle: Eurostat-Übersichtstafel (2016); Statistische Übersicht von Ukrstat (2016); Statistische Übersicht des Economist (2016); Bericht über die Tätigkeit der Nationalen Regulierungsbehörde für die Energie- und Versorgungswirtschaft, NERC (2015); die KPMG-Schätzung der Preiselastizität der Nachfrage basiert auf den erhobenen Daten und folgender Formel: $\Delta D\%/\Delta P\%$, wobei statistische Ausreißer nicht berücksichtigt wurden.

(1) Die durchschnittliche Elastizität beträgt - 0,1, berechnet ohne statistische Ausreißer (Länderelastizität höher als 3). Dies bedeutet, dass der Preisrückgang lediglich eine Wirkung von 10 % auf den Rückgang der Erdgasnachfrage ausübt.

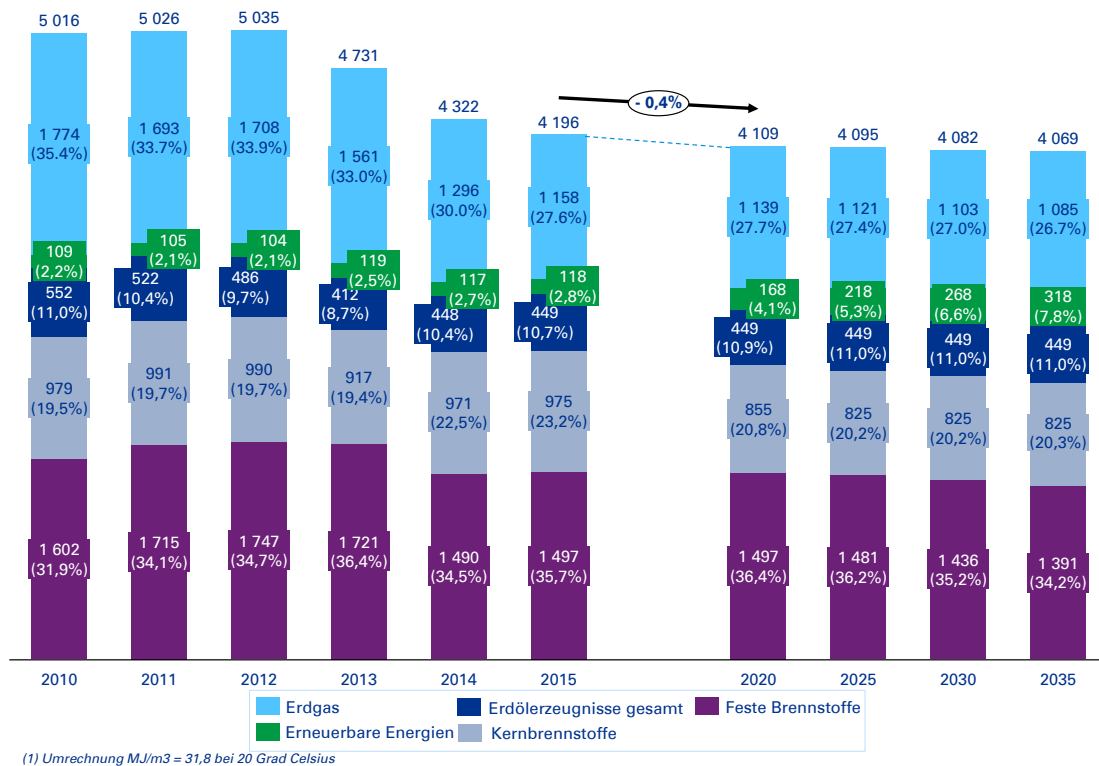
Insgesamt wurde nachgewiesen, dass die Preiselastizität die Erdgasnachfrage nur mäßig beeinflusst, da sie nur für 10 % der Veränderung in der Erdgasnachfrage steht. Verbleibende Einflussfaktoren:

- BIP-Wachstum (~ 30 %)
- Veränderung der Energieeffizienz (~ 25 %)
- Bevölkerungsveränderung (~ 20 %)
- Preisschwankung der Substitutionsressourcen (~ 10 %)
- Netzverlust (~ 5 %)

2 Erdgasmarkt in der Ukraine

2.1 Energiemix

Energiemix (PJ)



Quelle: Ukrstat-Energiebilanz der Ukraine (2010-2015), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>; KPMG-Prognose (2016-2035)

2.1.1 Energiemix im Zeitraum von 2010 bis 2015

Im Zeitraum von 2010 bis 2015 ging der Gesamtenergieverbrauch um 3,5 % CAGR zurück, was in erster Linie auf einen Rückgang des Verbrauchs von **Erdgas** und **festen Brennstoffen** (Kohle) zurückzuführen ist. Die gesunkene Nachfrage nach Erdgas und festen Brennstoffen erklärt sich durch folgende Faktoren:

- Anstieg des Erdgaspreises im Haushalts- und industriellen Sektor
- Ausfall der Konfliktgebiete (Donetsk, Lugansk, Krim) aus dem Gesamtverbrauch
- Verbesserte Energieeffizienz
- Überdurchschnittlich hohe Wintertemperaturen seit 2012

Der Anteil der **erneuerbaren Energien am Energiemix** stieg leicht von 2,2 % auf 2,8 %. Grund dafür sind zahlreiche Projekte zur Errichtung von Kraftwerken, die erneuerbare Energien erzeugen.

Der Gesamtanteil der **Erdölerzeugnisse** am Gesamtenergiemix stagnierte im Zeitraum 2010 bis 2015.

Der Anteil der **Kernenergie** am Gesamtenergiemix stieg im Zeitraum von 2010 bis 2015 von 19,5 % auf 23,2 %. Grund dafür sind die Reaktorsicherheit und die Kapazitätserweiterung des Kernkraftwerks Süd-Ukraine 1 (*World Nuclear News, 2013*).

2.1.2 Energiemix im Zeitraum von 2015 bis 2035

Der Gesamtenergieverbrauch wird zwischen 2015 und 2020 voraussichtlich um 0,4 % CAGR zurückgehen und zwischen 2020 und 2035 um weitere 0,2 % CAGR schrumpfen.

- **Erdgas:** Der Erdgasanteil am Gesamtenergiemix wird bis 2025 aufgrund der Umstellung auf erneuerbare Energien voraussichtlich auf 27 % zurückgehen. Dies würde zu einem jährlichen Rückgang des Erdgasverbrauchs (0,3 % CAGR) um 4 PJ (0,1 Mrd. m³) führen. Diese Entwicklung stimmt mit dem durchschnittlichen historischen Trend der Benchmark-EU-Länder (Bulgarien, Polen, Rumänien, Slowakische Republik) für die Zeiträume 2006, 2008 und 2010 bis 2014 überein (*Eurostat; 2016*).
- **Erneuerbare Energien:** Der Anstieg der erneuerbaren Energien um 5,1 % CAGR (50 PJ pro Jahr) für den Zeitraum von 2006 bis 2014 stimmt mit dem Durchschnitt der Benchmark-Länder überein, die jüngst der EU beigetreten sind, d. h. Ungarn, Rumänien, Slowenien, Slowakische Republik, Lettland, Litauen, Malta, Estland, Polen, Tschechische Republik, Zypern, Bulgarien (*Eurostat; 2016*).
- **Erdölerzeugnisse:** Aufgrund des historischen Trends in der Ukraine werden bei Erdölerzeugnissen keine Veränderungen erwartet (*Experteninterview; 2016*).
- **Kernenergie:** KPMG berücksichtigte die Pläne von ENERGOATOM zur Stilllegung von Reaktoren, nach denen die vier ältesten Reaktoren (insgesamt 120 PJ) bis 2020 stillgelegt werden sollen und ein Reaktor (30 PJ) bis 2025 umgebaut werden soll. KPMG berücksichtigte die folgenden technischen Details, die von der International Atomic Energy Agency (IAEA) und der World Nuclear Association (WNA) veröffentlicht wurden (*Länderprofile, WNA (2016)*):

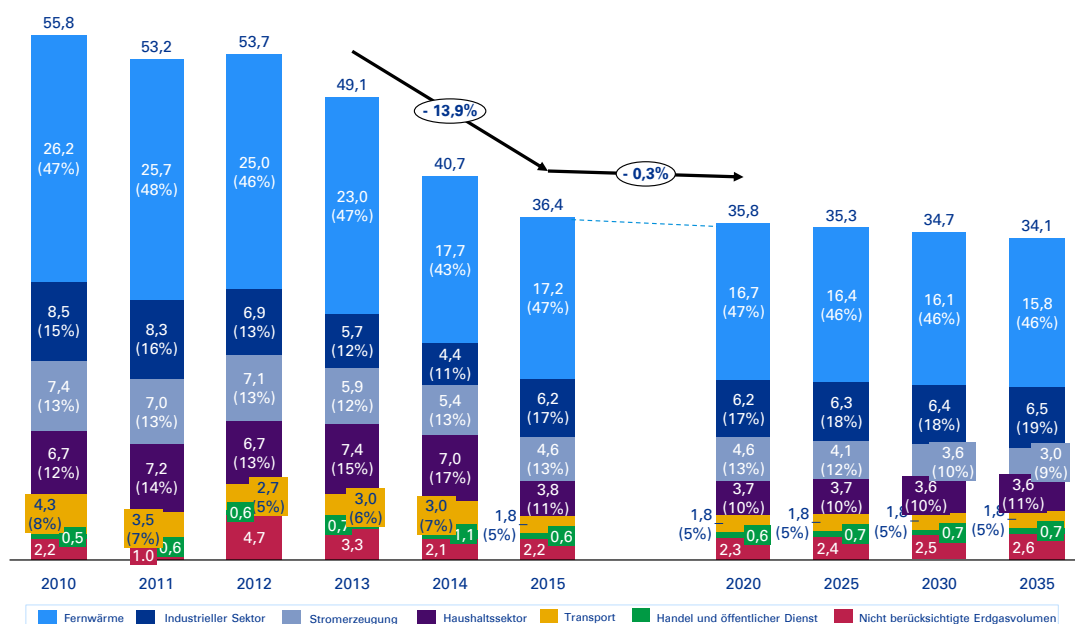
- Die laut Plan zwischen 2015 und 2020 stillzulegenden Kernreaktoren sind: Rovno 3 (in Betrieb seit 1987), Zaporozhe 3 und 4 (in Betrieb seit 1987 bzw. 1988) und Khmeltsky 1 (in Betrieb seit 1988) (*Länderprofile, WNA, 2016*).
- Für den Zeitraum 2020 bis 2025 ist die Stilllegung von lediglich einem Kernreaktor, nämlich Süd-Ukraine 1 (Yuzhnoukrainsk, in Betrieb seit 1983) geplant (*Länderprofile, WNA, 2016*).

Feste Brennstoffe: Es wird angenommen, dass der Anteil der festen Brennstoffe, im Einklang mit der Entwicklung in ausgewählten EU-Ländern (Bulgarien, Polen, Rumänien, Slowakische Republik) im Zeitraum 2010 bis 2013 um 0,4 % CAGR zurückgehen wird (*Eurostat, 2015*). Die Abnahmerate ist jedoch niedriger als die Zahlen, von denen der Energiefahrplan der EU ausgeht (Minderung des Kohleanteils in den 28 EU-Ländern auf durchschnittlich 12,4 % vom Energiemix) (*Energiefahrplan 2050, 2011*).

Für die Ukraine ging man, basierend auf dem durchschnittlichen Rückgang der Nachfrage nach Kohle in den Nachbarländern (Bulgarien, Polen, Rumänien, Slowakische Republik) zwischen 2010 und 2013, von einem Rückgang des Kohleverbrauchs um 0,4 % CAGR aus (*Eurostat, 2016*).

2.2 Erdgasnachfrage

Erdgasverbrauch nach Marktsegment (Mrd. m³)



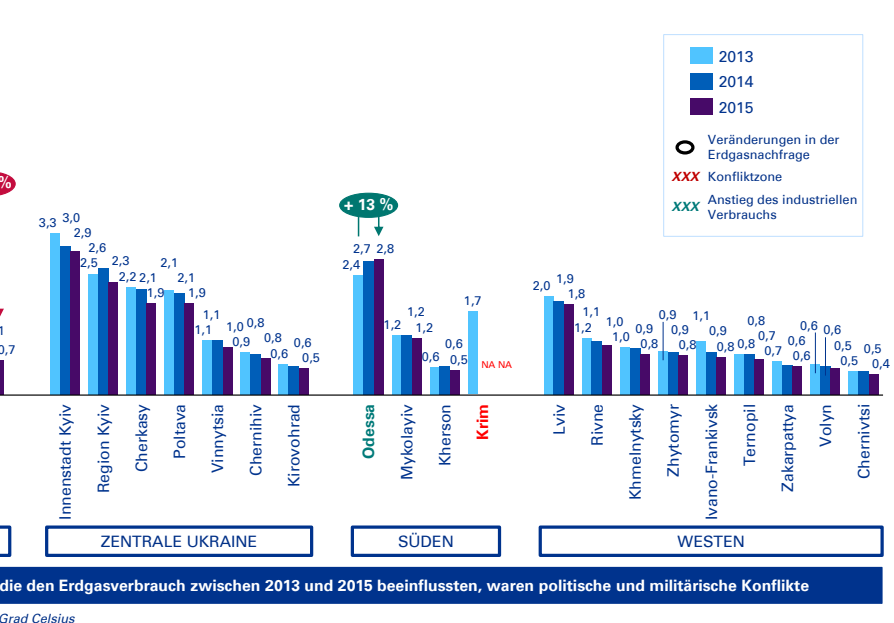
Quelle: KPMG-Prognose und -Schätzung beruht auf „The Ukrainian residential gas sector: a market untapped“ (Piotr Rozwarka, Hannes Tordengren), The Oxford Institute for Energy Studies (Juni 2016), Ukrstat-Energiebilanz der Ukraine (2010-2015), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>; KPMG-Prognose (2016-2035)

nachfrage im Zeitraum von 2010 bis 2015

Im Jahr 2010 bis 2015 ist die Entwicklung der Erdgasnachfrage gesunken (-8,2 % CAGR). Zum stärksten Rückgang kam es im Jahr 2015 (um -12,7 Mrd. m³ (-13,9 % CAGR)). Mehr als 66,5 % des Erdgasverbrauchs wird durch rückläufigen Verbrauch in den Konfliktzonen (die Regionen Donbass und Lugansk), gestiegene Preise für Kunden und höhere Temperaturen ausgelöst.

Ursprung wurde bei der Fernwärme, im Haushaltssektor und im Gewerbe verzeichnet, ein Umstand, der in erster Linie auf gestiegene Energie- und Haushaltskunden zurückzuführen ist.

in den Regionen in Mrd. m^3



handelsgas, Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://www.3/nakweb.nsf/0/0BB987F47871C2D1C2257F1D003064D6?OpenDocument&Expand=1>
 "Natural gas sector: a market untapped", (Piotr Rozwalka, Hannes Tordengren), The Oxford Institute
 (2016)

und 2015 ging der Erdgasverbrauch in der Ukraine um 25,9 % zurück. Diese Entwicklung wurde wesentlich durch gestiegene politische Spannungen in den Konfliktzonen und eine durch die Wirtschaftslage bedingte allgemeine Verlangsamung der abflusst. Der Anteil der Konfliktzonen am Gesamtverbrauch ging 2013 bis 2015 von 24,0 % auf 9,1 % zurück.

st und die Zentralregion der Ukraine sind die größten
nten. Auf sie entfiel 2015 mehr als die Hälfte (36,0 % und
minischen Erdgasverbrauchs.

2015 betrug der Erdgasverbrauch in der Region West 7,5 Mrd. m³, was 20,6 % der gesamten ukrainischen Erdgasnachfrage entspricht. Der Verbrauch in der Region Süd ging aufgrund des Krimkonflikts zwischen 2013 und 2015 von 5,9 Mrd. m³ auf 4,4Mrd. m³ zurück.

In der Region Ost wurde der Erdgasverbrauch von den großen Verbrauchsregionen Dnipropetrovsk, Kharkiv, Donetsk, Zaporizhia, Sumy und Luhansk getrieben. Durch den hohen Grad der Industrialisierung dieser Städte ist Erdgas hier ein entscheidender Brennstofftyp für die Chemikalien- und Düngemittelproduktion, die Stahl- und Metallverarbeitung sowie für die Bergbauindustrie.

Aus diesem Grund war der jährliche Erdgasverbrauch in der Region Ost höher als in den anderen Regionen. Der starke Rückgang der Nachfrage war den insbesondere in Luhansk und Donetsk auftretenden politischen Spannungen geschuldet. Im Beobachtungszeitraum von 2013 bis 2015 fiel der Erdgasverbrauch in den besagten Regionen um 80,0 % bzw. 61,0 %. In den anderen östlichen Regionen ist der Rückgang des Erdgasverbrauchs in erster Linie auf höhere Erdgaspreise in den Sektoren Haushalt und Industrie sowie auf die von den makroökonomischen Rahmenbedingungen (hohe Inflationsrate und wirtschaftliche Spannungen) verursachte allgemeine Verlangsamung der Konjunktur zurückzuführen. Daher ging die gesamte Erdgasnachfrage in der Region Ost zwischen 2013 und 2015 um 39 % zurück.

In der Zentralregion: Verglichen mit 2013 sank der Erdgasbedarf 2015 um 11,73 % (-1,49 Mrd. m³). Gegenüber den östlichen Regionen handelt es sich hierbei um einen mäßigen Rückgang. Die Abnehmer von Erdgas sind in dieser Region in erster Linie Haushalte und Fernwärmeunternehmen. Daher ist der Hauptgrund für den Nachfragerückgang in den um fast 280 % gestiegenen Erdgaspreisen zu suchen.

In der Region West: Die Liste der westlichen Regionen umfasst neun kleinere Regionen, in denen der Erdgasverbrauch um mehr als 14,0 % (-1,2 Mrd. m³) zurückging. Ähnlich wie in der Zentralregion ist diese Entwicklung in erster Linie auf gestiegene Erdgaspreise zurückzuführen, die sich hauptsächlich auf Haushalte und Fernwärmeunternehmen auswirken.

In der Region Süd: Aufgrund des Krimkonflikts und, in geringerem Maße, der Konjunkturverlangsamung, ging die Erdgasnachfrage im Zeitraum von 2013 bis 2015 von 5,9 Mrd. m³/Jahr auf 4,4 Mrd. m³/Jahr zurück. Mit Ausnahme von Odessa, wo die Nachfrage nach Erdgas zwischen 2013 und 2015 um fast 13 % (0,3 Mrd. m³) anstieg, war in jeder südlichen Provinz ein allgemeiner Abwärtstrend zu verzeichnen. Dies erklärt sich durch die Intensivierung der Aktivitäten im Bereich Düngemittel und in anderen Industriesegmenten im Hafen

von Odessa, wodurch der reduzierte Erdgasverbrauch des Haushaltssektors ausgeglichen wurde.

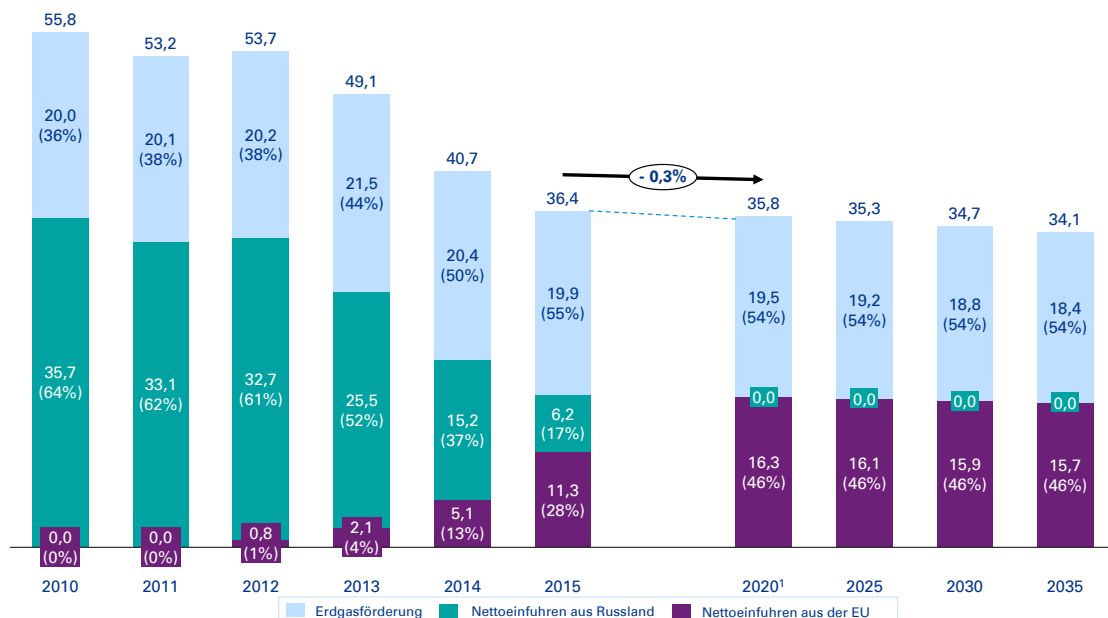
2.2.2 Erdgasnachfrage im Zeitraum von 2015 bis 2035

KPMG geht für den Zeitraum von 2015 bis 2035 von einem Rückgang des gesamten Erdgasverbrauchs um 0,3 % CAGR aus (für weiterführende Informationen s. Abschnitt 2.2). Diese Entwicklung berücksichtigt folgende Einflussfaktoren:

- **Auswirkung der erhöhten Energieeffizienz:** der Erdgasverbrauch in den Bereichen Fernwärme, Stromerzeugung, industrieller Sektor, Transportwesen, gewerblicher und öffentlicher Sektor wird zurückgehen.
- **Auswirkung des Bevölkerungsrückgangs:** im Bereich Fernwärme und im Haushaltssektor wird der Erdgasverbrauch zurückgehen.
- **Auswirkung des BIP-Wachstums:** wird der Erdgasverbrauch mit Ausnahme des Haushaltssektors und des Bereichs „nicht erfasste Erdgasmengen“ in allen Sektoren steigen.
- **Weitere im Hinblick auf den sinkenden Erdgasverbrauch berücksichtigte Faktoren:** Wohnungsisolierungen (um -0,037 Mrd. m³) und Umstellung auf alternative Brennstoffe (Biomasse und Biokraftstoffe).

2.3 Erdgasangebot

Erdgasangebot (in Mrd. m³)



Quelle: KPMG-Prognose und -Schätzung nach Statistischer Übersicht von Ukrstat (2016); Gas flow at entry and exit points of Ukrainian GTS in 2009-2015 (bcm) [Gasfluss an Ein- und Ausseispunkten des ukrainischen GTN zwischen 2009 und 2015 in Mrd. m³], Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/files/Activities/Gas-flow-via-Ukraine-2015.pdf>

(1) Die Annahme, es würde zu keinen Nettoeinfuhren von Erdgas aus Russland kommen, trägt den aktuellen Trends (2016), den gesteigerten Kapazitäten der EU und dem Umstand Rechnung, dass der Gazprom-Vertrag über Erdgaszufuhr nicht verlängert wurde.

2.3.1 Erdgasangebot und -transit im Zeitraum von 2010 bis 2015

Der sinkenden Nachfrage nach Erdgas entsprechend ging das Erdgasangebot im Zeitraum von 2010 bis 2015 um 8,2 % CAGR zurück.

Nettoeinfuhren aus Russland und der EU

Der Anteil der **russischen Nettoeinfuhren** hatte im Zeitraum von 2010 bis 2015 den größten Rückgang zu verzeichnen (um -29,5 % CAGR), was in erster Linie auf die niedrigere Erdgasnachfrage und die ukrainische Politik der Importdiversifizierung zurückzuführen ist.

Im gleichen Zeitraum nahmen **Einfuhren aus der EU** (Ungarn, Slowakische Republik, Polen) von 0 Mrd. m³ auf 10,3 Mrd. m³ zu. 2015 wurden bereits mehr als 28 % der ukrainischen Erdgasnachfrage durch Erdgaseinfuhren aus der EU gedeckt.

Die Diversifizierung der Erdgaseinfuhren wurde in erster Linie von politischen Erwägungen vorangetrieben und von den EBWE- und der Weltbank (WB)-Darlehen getragen, welche Erdgaseinkäufe von EU-ansässigen präqualifizierten Lieferanten vorsehen.

2015 erhielt Naftogaz von der EBWE ein Darlehen für Erdgaseinkäufe in Höhe von 300 Mio. USD. Naftogaz verwendete die Finanzmittel, um an einer Ausschreibung für Erdgaseinkäufe in einer Größenordnung von 1,1 Mrd. m³ teilzunehmen, um damit vor dem Winter die strategischen Speicheranlagen der Ukraine aufzufüllen. Die folgenden Unternehmen wurden als präqualifizierte Lieferanten ausgewählt:

- **Vorbehaltlos ausgewählt:** CEZ a.s. (Tschechische Republik) und PGNiG SA (Polen)
- **Mit Vorbehalt ausgewählt:** ArcelorMittal Energy S.C.A (Luxemburg), Axpo Trading AG (Schweiz), E.On Global Commodities SE (Deutschland), EDF Trading Limited (Vereinigtes Königreich), Eni trading & shipping S.p.A (Italien), ENGIE SA (Frankreich) und GDF SUEZ und Földgázkereskedelmi Hungaria Kft. (Ungarn), Noble Clean Fuels Limited (Vereinigtes Königreich), RWE Supply & Trading GmbH (Deutschland), Shell Energy Europe Limited (Vereinigtes Königreich)

Die präqualifizierten Unternehmen mussten zum Tender den folgenden Bedingungen entsprechen:

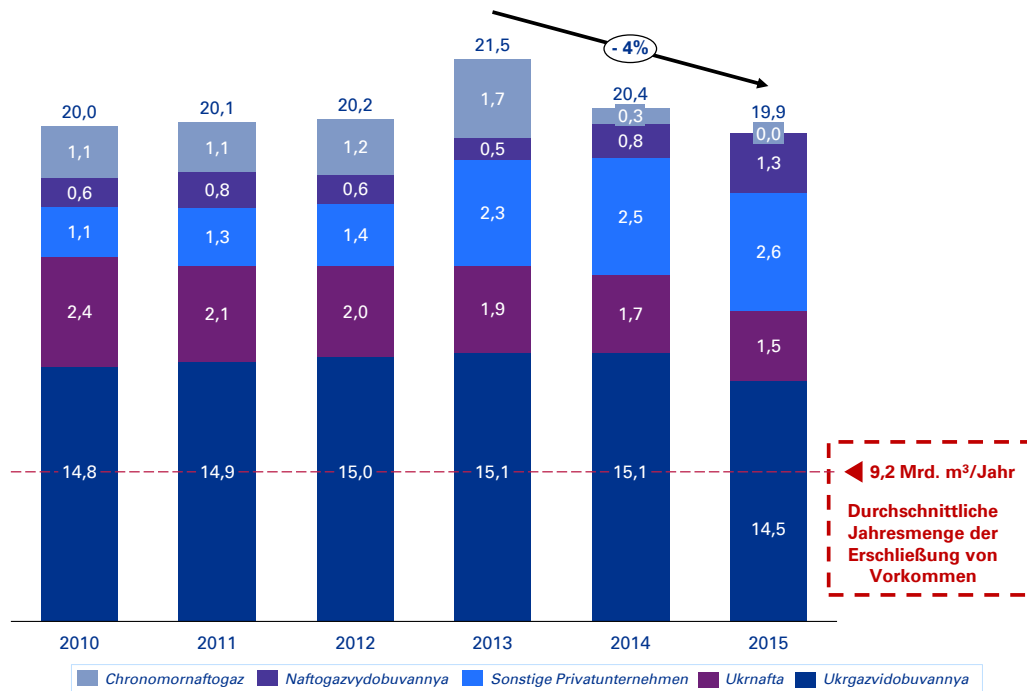
- Börsennotiertes Unternehmen (Aktiengesellschaft)
- Gründungsunterlagen oder Joint Venture, Arbeitsgemeinschaft oder Vereinigung (JVAV)-Vertrag erforderlich
- Der individuelle Vertragswert derartiger früherer Verträge darf nicht unter 60 % der geschätzten Kosten des einzugehenden Vertrags liegen
- Eine Betriebsrate von nicht weniger als 75 % der Spitzenrate des Projekts
- Referenzen über die Ausführung von zwei oder mehr Projekten in den vergangenen 3 bis 5 Jahren mit einem Wert, der nicht unter 60 % der geschätzten Kosten des Vertrags liegen durfte

Am 18. Oktober 2016 hat die WB eine Kreditbürgschaft für Erdgaseinkäufe für die Heizperiode 2016/2017 in Höhe von 500 Mio. USD genehmigt. Nach Abschluss der erforderlichen Verfahren wird Naftogaz voraussichtlich eine Darlehensvereinbarung unterzeichnen. Potenzielle Lieferanten: ENGIE, GAZPROM Export und weitere nicht näher bezeichnete europäische Unternehmen.

Heimische Produktion

Die Erdgasförderung blieb in den untersuchten Jahren konstant auf dem Niveau von durchschnittlich 20,4 Mrd. m³/Jahr. Aufgrund des Nachfragerückgangs 2015 wurde die Erdgasnachfrage in erster Linie aus der inländischen Produktion bedient. Der Anteil der heimischen Produktion am Gesamtangebot stieg im Zeitraum von 2010 bis 2015 von 35 % auf 55 %.

Erdgasförderung nach Unternehmen (Mrd. m³)



Quelle: Erdgasförderung in Ukraine, 2014-2015. Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProductioninUkraine20142015>; Gas Production by "Naftogaz of Ukraine" [Erdgasförderung der „Naftogaz aus der Ukraine“] (Mrd. m³), Naftogaz Europe (2015), verfügbar unter: <http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProductionbyNaftogazofUkraine>, Produktionskennzahlen von DTEK für 2015. USUBC [US-Amerikanisch-Ukrainischer Wirtschaftsrat] (2016), verfügbar unter <http://www.usubc.org/site/member-news/production-indicators-of-dtek-for-2015>

Zwei der führenden staatseigenen Erdgasproduzenten (Ukrgezvydobuvannya und Ukrnafta) trugen 2015 80 % zur gesamten inländischen Erdgasförderung bei.

Von den privaten Erdgasproduzenten hatte 2015 Naftogazvydobuvannya, Mitglied des DTEK-Konzerns, mit 7 % den größten Anteil an der inländischen Erdgasförderung.

Ein weiterer bedeutender Erdgasproduzent ist die Burisma Holding, ein Konzern unabhängiger Erdgasunternehmen, der seit 2002 ein bedeutendes Wachstum zu verzeichnen hatte (2015 betrug der Anteil der „Sonstigen“ an der heimischen Produktion 7,9 %). Unternehmen, die zur Burisma Holding gehören, sind die ESCO-Pivnich, die First Ukrainian Natural Gas and Oil Company [1. Ukrainisches Erdgas- und Erdölunternehmen], PARI, Nadragaz und Technoresurs.

Zwischen 2010 und 2013 kam es zu einem leichten Anstieg der Erdgasförderung (+2 % CAGR). Der starke Anstieg im Jahr 2013 (+6 %) ist in erster Linie auf die Erschließungstätigkeit durch Privatunternehmen zurückzuführen.

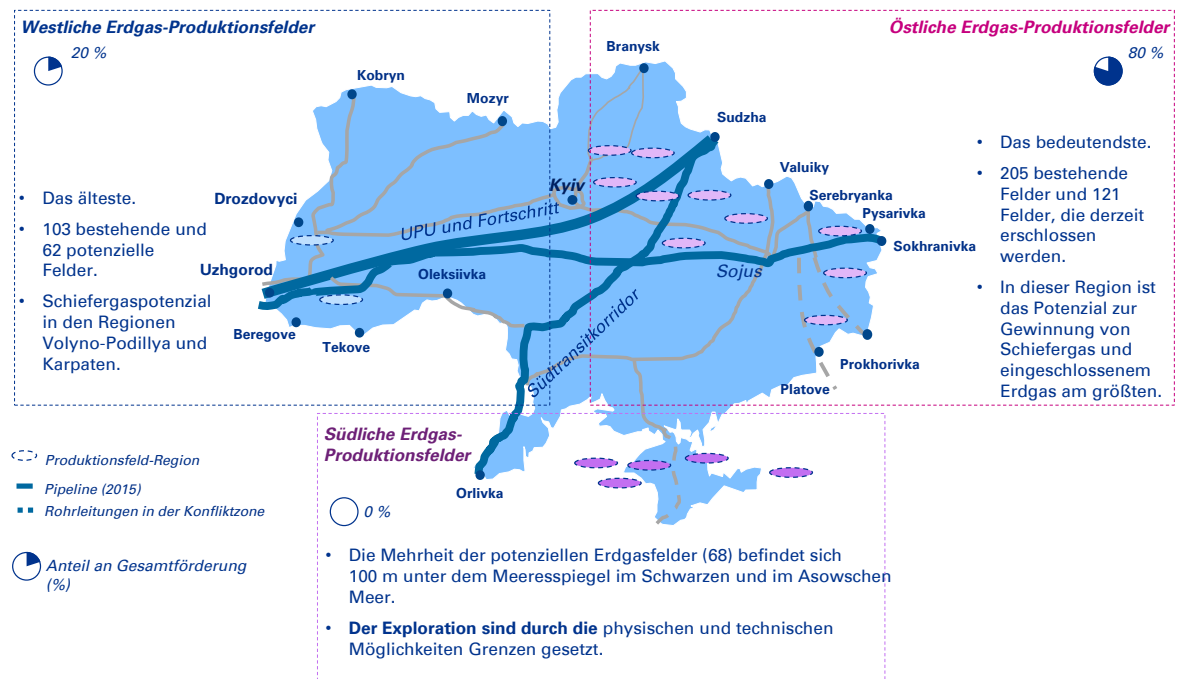
Zwischen 2013 und 2015 sank die Erdgasförderung um 4 % CAGR. Diese Entwicklung wurde in erster Linie von dem Verlust der Kontrolle über die auf der

Krim befindlichen Vermögenswerte von Chornomornaftogaz und die Erhöhung der auf die Gewinnung von Bodenschätzen erhobenen Steuer um mehr als 70% zwischen 2014 und 2015 beeinflusst. Zur Stimulierung der Fördertätigkeit und der Erschließung von Erdgasvorkommen wurde die Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen im April 2016 wieder reduziert.

Zwischen 2010 und 2015 erschlossen ukrainische Unternehmen im Durchschnitt 9,2 Mrd. m³ ihrer Erdgasvorkommen pro Jahr.

Im Zeitraum von 2015 bis 2035 wird das Erdgasangebot voraussichtlich um 0,32 % CAGR zurückgehen. Der Ausfall wird voraussichtlich in erster Linie von der heimischen Produktion und Nettozufuhren aus der EU bedient werden.

Erdgas-Produktionsfelder



Quelle: KPMG-Erfassung basiert auf Erdgas in der Ukraine. Ressourcen und nachgewiesene Vorkommen. (Ресурси і розвідані запаси. природний газ в Україні традиційні джерела), NADRA Group (2010), verfügbar unter: http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo_Zagorodniuk_Presentation_Ua.pdf; Expert interview

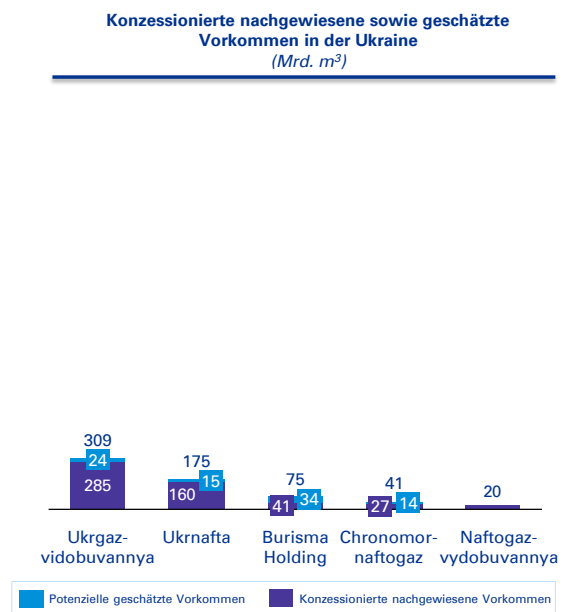
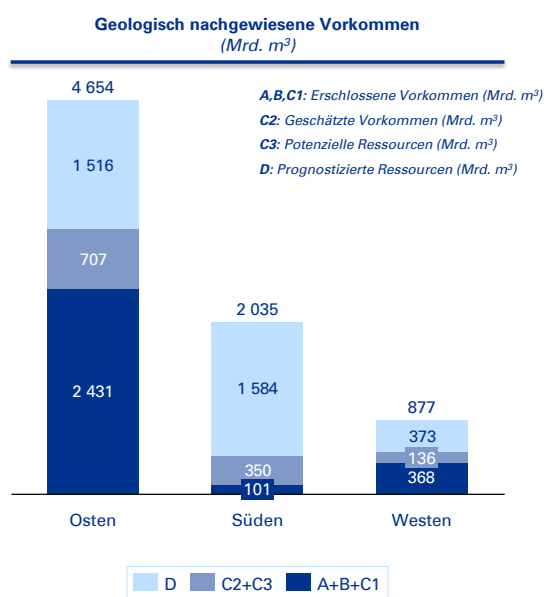
In der Ukraine gibt es mehr als 350 Erdgas- und Erdöl-Produktionsfelder, die sich vornehmlich in den westlichen, östlichen und südlichen Landesteilen befinden.

Die ersten in der Ukraine erschlossenen Felder waren die **westlichen Erdgasfelder**. Derzeit gibt es hier 103 bestehende und 62 potenzielle Gasfelder, die zusammen 20 % der gesamten Erdgas-Förderkapazität in der Ukraine ausmachen. Verglichen mit anderen westlichen Regionen ist das Potenzial zur Schiefergasgewinnung in den Regionen Volyno-Podillya und Transkarpatien am größten. Diese Felder wurden bisher jedoch nicht erschlossen.

Die **östlichen Erdgasfelder** tragen 80 % zur gesamten inländischen Erdgasförderung der Ukraine bei. Es gibt 205 bestehende Felder und 121 Felder, die derzeit erschlossen werden. In dieser Region ist das Potenzial zur Schiefergasgewinnung am größten. Derzeit befinden sich 14 Felder in Konfliktregionen.

In der **Region Süd** gibt es derzeit 42 erschlossene und 68 unerschlossene Erdgasfelder. Die Mehrheit der potenziellen Erdgasfelder befindet sich mehr als 100 m unter dem Meeresspiegel im Schwarzen und im Asowschen Meer. Der Exploration dieser Felder sind durch die politischen, physischen und technischen Möglichkeiten Grenzen gesetzt.

Erdgasvorkommen in Mrd. m³



Quelle des Hinweises auf die geologisch nachgewiesenen Vorkommen: Das Energiepotenzial der Ukraine (Elizabeth Havrylenko, Stellvertretende Direktorin der Abteilung für Außenhandelstätigkeit), Studie zu geologischen Rohstoffen und Bodenschätzen des Staates (2014), verfügbar unter: http://iccua.org/wp-content/uploads/2015/08/ENERGY_POTENTIAL_Of-UKRAINE.pdf

Quelle des Hinweises auf die konzessionierten nachgewiesenen Vorkommen: Unternehmenspräsentation, Naftogaz (2016), verfügbar unter: [23](http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/2F6A8DAFC83F1A49C2257F9B0024168B?OpenDocument&Expand=1.1&Ukrnafta-Experteninterview; Unternehmenspräsentation, Burisma Holdings (2015), verfügbar unter: http://burisma.com/about-us; Öl und Gas 2014, Epravada (2015), verfügbar unter: http://www.epravda.com.ua/columns/2015/02/3/525569; Who produces oil and gas in Ukraine, Antikor (2014), verfügbar unter: http://antikor.com.ua/articles/15289-hto_vidobuvaje_gaz_i_naftu_v_ukrajini._chastina_1 (Teil 1), http://antikor.com.ua/articles/15826-hto_vidobuvaje_gaz_i_naftu_v_ukrajini._chastina_2 (Teil 2)</p>
</div>
<div data-bbox=)

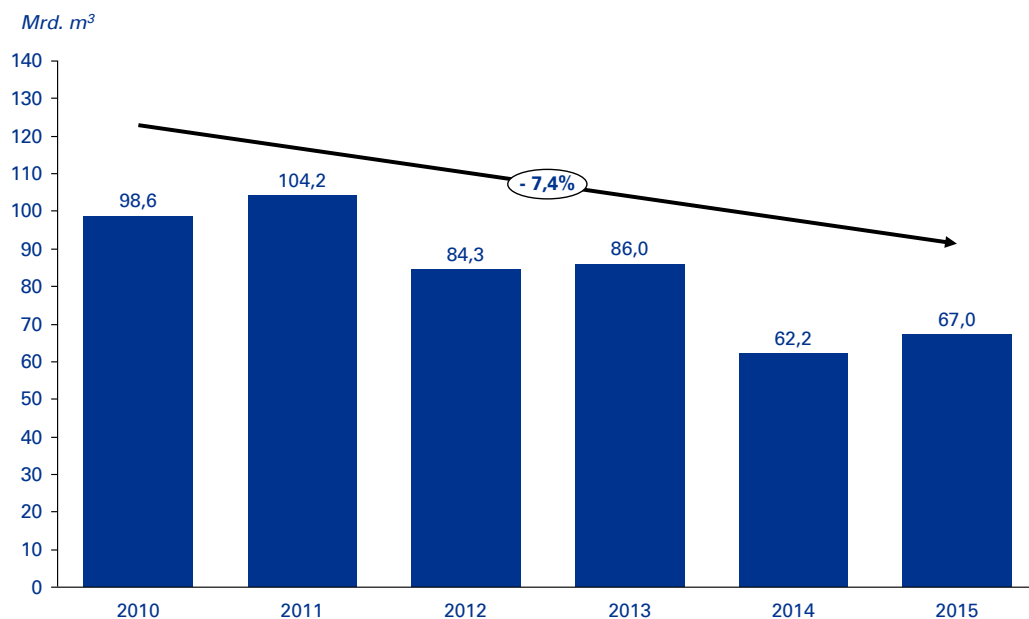
Ausgehend von dem Volumen der nachgewiesenen Vorkommen und der Vorkommen mit Förderkonzession ist das Niveau der Auslastung und des Ausbaus der Förderung auch weiterhin äußerst niedrig.

Bei 2.900 Mrd. m³ (Kategorien A, B, C1) erschlossener Vorkommen wurden lediglich 533 Mrd. m³ zur Gewinnung an die größten Erdgasunternehmen konzessioniert.

Die Diskrepanz zwischen geologischen und konzessionierten Vorkommen kann ihre Ursache in den komplizierten bürokratischen Verfahren der Auskunftserteilung in Verbindung mit der Konzession, in den für die Gewinnung von Bodenschätzen fälligen hohen Abgaben und in technologischen Hemmnissen haben. Dies sind mögliche Erklärungen für den Umstand, dass selbst die größten und hauptsächlich staatseigenen Produktionsunternehmen der Ukraine nur Schwierigkeiten bei der Einholung von Förderkonzessionen haben.

Transit

Erdgastransit von Russland in die EU in Mrd. m³



Quelle: Gas flow at entry and exit points of Ukrainian GTS in 2009-2015 (bcm) [Gasfluss an Ein- und Ausspeisepunkten des ukrainischen GTN zwischen 2009 und 2015 in Mrd. m³], Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/files/Activities/Gas-flow-via-Ukraine-2015.pdf>

Im Zeitraum zwischen 2010 und 2015 ging das Gesamttransitaufkommen aus Russland um 7,4 % CAGR zurück. Der wesentlichste Rückgang des Transitaufkommens fällt in den Zeitraum 2013 bis 2015. In diesem Zeitraum ging das Erdgasaufkommen um 11,7 % CAGR zurück. Der Rückgang ist in erster Linie

auf die russische Politik der Diversifizierung des Erdgastransits zurückzuführen, die mit dem Bau und der Inbetriebnahme alternativer Transitlinien (Yamal, Nord Stream 1 und Blue Stream) einherging, sowie auf den Rückgang der Nachfrage nach Erdgas in den EU-28-Ländern (zwischen 2010 und 2014 um -3,5 % CAGR) (*Eurostat-Übersichtstafel – Bruttoinlandsverbrauch (Erdgas), 2015*).

2.3.2 Erdgasangebot und -transit im Zeitraum von 2015 bis 2035

KPMG ging bei der Erstellung der Prognose für das Erdgasangebot von der folgenden Grundlage aus:

- Angesichts des Produktionstrends der ukrainischen Unternehmen im Zeitraum von 2013 bis 2015 wird die **Erdgasförderung** voraussichtlich um 0,4 % pro Jahr zurückgehen.
- **Einfuhren aus der EU** werden im Einklang mit den Projekten zur Kapazitätssteigerung, in deren Mittelpunkt der Bau einer Netzverbindung zwischen der Ukraine und Polen (5,0 Mrd. m³) und die Kapazitätssteigerung an den bestehenden Einspeisepunkten aus der Slowakischen Republik (um 1,3 Mrd. m³/Jahr) stehen, voraussichtlich steigen. Die Maßnahmen erlauben eine konkrete Steigerung der Einfuhrkapazität aus der EU auf bis zu 27,3 Mrd. m³.
- **Einfuhren aus Russland** werden im Einklang mit der Tendenz der vergangenen Jahre und aufgrund der Tatsache, dass es 2016 zu keinen Einfuhren aus Russland kam, voraussichtlich auf 0 Mrd. m³ zurückgehen.

Die Ukraine stellte ihre Erdgaseinkäufe in Russland bereits 2016 ein. Dieser Schritt wird durch die folgenden Erklärungen ukrainischer Amtsträger bekräftigt:

„Das Kabinett hat beschlossen, Naftogaz anzuweisen, den Einkauf von russischem Gas einzustellen ...“ „... Der Einkauf von russischem Gas wurde von uns eingestellt ...“ – Arseniy Yatsenyuk (ehem. ukrainischer Ministerpräsident), am 25.11.2015 gegenüber der Nachrichtenagentur TASS; verfügbar unter: <https://themoscowtimes.com/articles/ukraine-to-buy-gas-from-europe-not-russian-gas-giant-gazprom-50910>

„... Sollte Russland seine Versorgungsleitungen sperren, wäre die Ukraine in der Lage, ihren gesamten Erdgasbedarf für den kommenden Winter durch Einkäufe in Europa zu decken ...“ – Andrei Kobolev (Generaldirektor von Naftogaz), am 25.11.2015 gegenüber der Nachrichtenagentur TASS; verfügbar unter: <https://themoscowtimes.com/articles/ukraine-to-buy-gas-from-europe-not-russian-gas-giant-gazprom-50910>

„ ... Heute vor einem Jahr stellte Naftogaz die Einfuhr von Erdgas aus Russland ein ... “ – Andrei Kobolev (Generaldirektor von Naftogaz) am 27.11.2016; verfügbar unter: <http://www.forbes.com/sites/timdaiss/2016/11/27/ukraine-celebration-one-year-without-russian-gas/#7c4ac21a32fd>

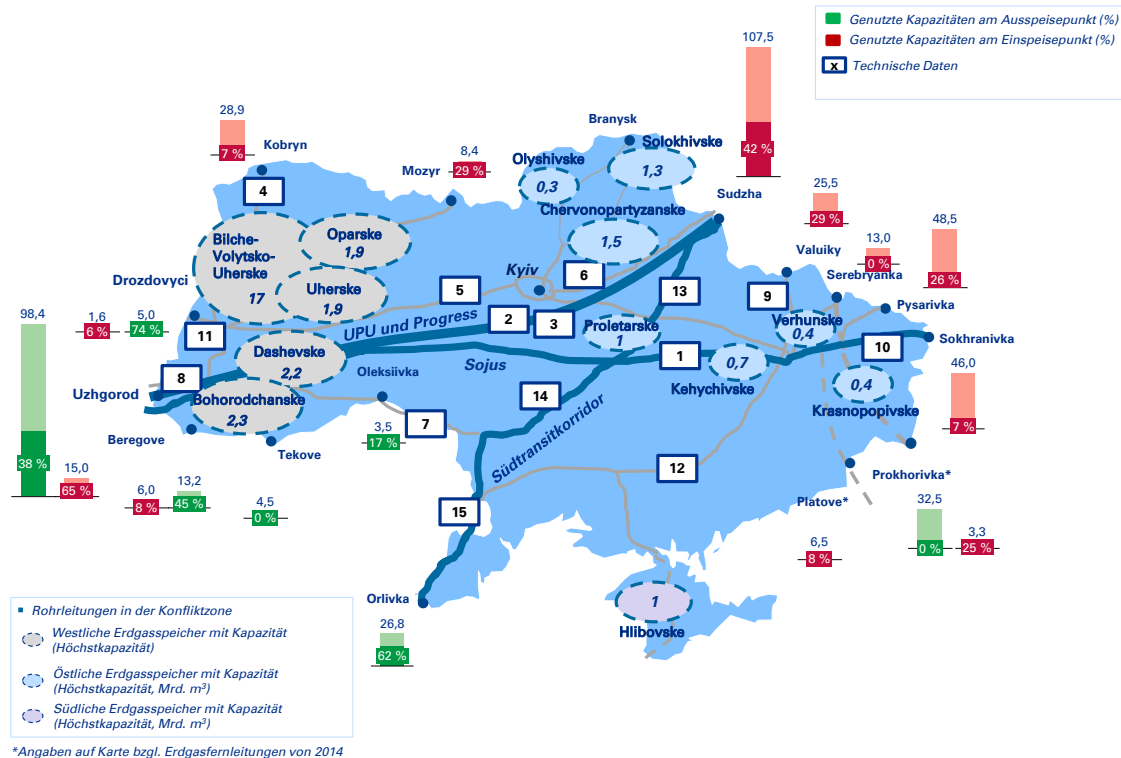
Da die Ukraine ihre Erdgaseinfuhren aus Russland einstellte, führte UTG Ende 2015 einen öffentlich zugänglichen Echtzeitähler ein, der die Anzahl der Tage anzeigt, die seit dem Stopp der russischen Erdgaseinfuhren vergangen sind. Am 14.12.2016 zeigte der Zähler 383 Tage an, was bedeutet, dass bereits mehr als ein Jahr ohne die Einfuhr russischen Erdgases vergangen war. Der Zugriff auf den Zähler ist unter folgendem Link möglich: <http://utg.ua/still-alive/>

Die Argumentation dahinter lautet, dass der Importvertrag ausläuft und nach 2019 nicht verlängert wird. Im Jahr 2020 und ab 2020 werden die russischen Einfuhren voraussichtlich durch Einfuhren aus der EU ersetzt. Diese Annahme steht im Einklang mit der Studie *„Energiepolitik der EU und der östlichen Partnerländer: Die Sicherheit im Vergleich zu den Vorteilen der Transitleistungen“* (EU-Parlament, 2016).

3 Infrastruktur

3.1 Überblick über das Erdgas-Infrastrukturnetz

Ein-/Ausspeisepunkte und Kapazitätsauslastungsraten (Mrd. m³, %)



Quelle: Gas flow at entry and exit points of Ukrainian GTS in 2009-2015 (bcm) [Gasfluss an Ein- und Ausspeisepunkten des ukrainischen GTN zwischen 2009 und 2015 in Mrd. m³, Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/files/Activities/Gas-flow-via-Ukraine-2015.pdf>

- | | |
|-----------------------------------|----------------------------------|
| (1) Sojus | (9) Ostrogozh-Shebelinka |
| (2) Urengoy-Pomary-Uzhgorod (UPU) | (10) Novopskov-Shebelinka |
| (3) Progress | (11) Komarno-Drozdovichi |
| (4) Ivacevichi-Dolina | (12) Shebelinka-Izmail |
| (5) Kyiv-Westkorridor I/II | (13) Jelec-Kremenchug-Krivyj Rig |
| (6) Kursk-Kyiv | (14) Kremenchug-Ananijiv |
| (7) Ananijiv-Bohorodchani | (15) Ananijiv-Tiraspol-Izmail |
| (8) Dolina-Uzhgorod | |

Die Ukraine verfügt über ein umfangreiches Transit- und Fernleitungsnetz für Erdgas und besitzt einen der größten Untergrundspeicher für Erdgas in Europa.

Das **Hauptfernleitungsnetz besteht aus 15 Fernleitungen**, die auch die längsten und wichtigsten Transitfernleitungen, wie etwa die Sojus, UPU und die „Progress“ umfassen. Diese Fernleitungen bedienen in erster Linie Transitanforderungen und leiten Erdgas aus Russland (Gazprom) an das EU-ansässige Unternehmen (Gazprom) weiter, das das Erdgas an seine EU-Kunden weiterleitet.

Die maximale theoretische Einspeise- und Ausspeisekapazität des Netzes ist hoch. Sie liegt bei 306,7 Mrd. m³/Jahr bzw. 183,9 Mrd. m³/Jahr. Die wichtigsten Ein- und Ausspeisepunkte mit hochverfügbarer Kapazität sind im westlichen Landesteil Drozdovyci, Uzhgorod, Beregove. Im östlichen Landesteil sind es Sudzha, Valuiky, Pysarivka und Sokhranivka.

Ungeachtet dessen ist für das Gesamtnetz die mangelnde Kapazitätsauslastung charakteristisch. Dies bedeutet, dass die ungenutzte Kapazität am Einspeisepunkt des Netzes 73 % bzw. am Ausspeisepunkt 64 % beträgt. Grund für die mangelnde Auslastung des Netzes sind die veränderten ukrainischen Erdgasfördermengen, die die Ukraine – integriert in das einheitliche sowjetische Fernleitungssystem – noch im Zeitraum von 1950 bis 1970 als Nettoexporteur auswiesen. Seitdem hat sich ein schrittweiser Wandel vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur vollzogen.

Der zweite Grund für die mangelnde Auslastung der Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ist in Russlands Diversifizierung der Transitrouten nach Europa zu suchen (seit 1997 Yamal, seit 2003 Blue Stream, seit 2011 Fernleitung 1 von Nord Stream 1 und seit 2012 Fernleitung 2 von Nord Stream 1).

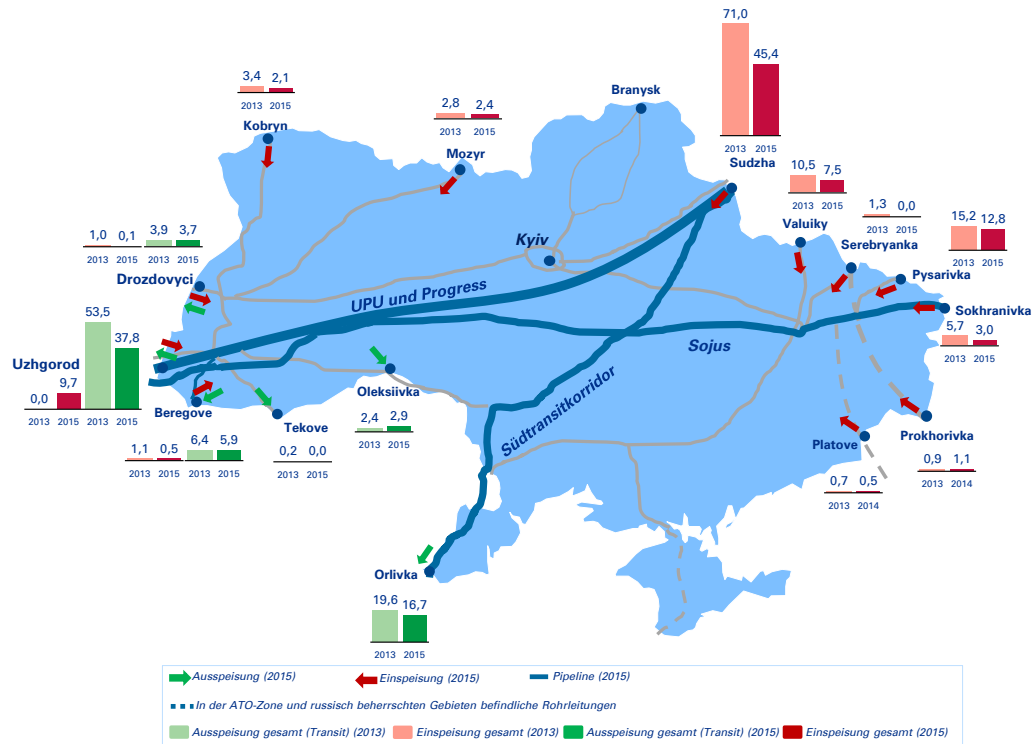
Eine weitere Ursache für den Rückgang der Transitzkapazitäten durch die Ukraine stellt die rückläufige Erdgasnachfrage in den EU-28-Ländern dar (-3,5 % CAGR zwischen 2010 und 2015).

Speicheranlagen:

Es gibt **13 Untergrundspeicher für Erdgas (GSA)**, die in drei geografische Regionen fallen:

- **Osten:** Sieben GSA weisen eine verfügbare Höchstkapazität von insgesamt 6,1 Mrd. m³ auf. Diese bedienen in erster Linie den lokalen internen Verbrauchsbedarf.
- **Westen:** Es gibt fünf GSA mit einer Höchstkapazität von insgesamt 25,3 Mrd. m³. Sie werden in erster Linie für den Austausch von Gas Mengen verwendet, die aus Transitzvolumen im Osten im Winter zur Bedienung der Transitznachfrage in die EU entnommen wurden (werden nicht direkt für Transitzwecke genutzt).
- **Süden:** Auf der Krim gab es nur eine Speicheranlage (Hlibovske), die eine Gesamtkapazität von 1 Mrd. m³ aufwies. Seit 2014 wird diese Speicheranlage von keinem ukrainischen FNB mehr betrieben.

Ein- und Ausspeisungen mit Grenzübertrittspunkten (Mrd. m³)



Quelle: Gas flow at entry and exit points of Ukrainian GTS in 2009-2015 (bcm) [Gasfluss an Ein- und Ausspeisepunkten des ukrainischen GTN zwischen 2009 und 2015 in Mrd. m³], Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/files/Activities/Gas-flow-via-Ukraine-2015.pdf>; Gas Balances in Ukrainian Underground Storages, Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://naftogaz-europe.com/article/en/englstorage>

(1) *Die Daten stammen von 2014

Anhand der Ein- und Ausspeisungen im Zeitraum von 2013 bis 2015 lassen sich aussagekräftige Veränderungen beobachten: die Einspeisungen von Erdgas aus dem Osten weisen eine rückläufige Tendenz, die Einspeisungen aus dem Westen eine zunehmende Tendenz auf.

Das Erdgas-Transitaufkommen aus Russland ist um 19 Mrd. m³ zurückgegangen (von 86 Mrd. m³/Jahr auf 67 Mrd. m³/Jahr). Insgesamt ergibt sich somit im Zeitraum von 2013 bis 2015 ein Rückgang von mehr als 22 %. Die wesentlichen Einflussfaktoren sind die eskalierenden politischen Konflikte, Russlands Politik der Transitdiversifizierung und die Diversifizierung der Erdgas-Importrouten durch die Ukraine (Zuwachs der Nettoeinfuhren aus der EU).

Verglichen mit dem Zeitraum von 2013 bis 2015 waren die Einspeisungen aus EU-Ländern 3,9-mal höher, was einen Anstieg von 2,1 Mrd. m³ (2013) auf 10,3 Mrd. m³ (2015) bedeutet. Im Einklang mit den vorstehenden Gründen ist dieses Wachstum in erster Linie auf die ukrainische Politik der Einfuhrdiversifizierung sowie auf politische Spannungen zurückzuführen. Die

wichtigsten Gegenflussrouten kreuzten die westlichen Transitpunkte an den folgenden Einspeisepunkten: Drozdovyci, Uzhgorod und Beregove (aus Polen, der Slowakischen Republik und Ungarn kommend).

Die Einspeisekapazitäten an der ukrainischen Westgrenze werden den Plänen nach um nahezu 6,3 Mrd. m³ ansteigen, wodurch sich die Nettoeinfuhren aus der EU auf bis zu 27,3 Mrd. m³ erhöhen können. Derzeit liegen vier geplante oder laufende Projekte zur Kapazitätssteigerung vor:

- Kapazitätssteigerung der bestehenden Fernleitung zwischen der Slowakischen Republik und der Ukraine um 1,3 Mrd. m³ bis auf 15,3 Mrd. m³ (Beginn der Bauarbeiten 2016, geplante Inbetriebnahme ab 2019).
- Bau einer Netzverbindung zwischen Polen und der Ukraine führt zu Steigerung um 5 Mrd. m³, wodurch sich die bestehende Kapazität auf bis zu 6,5 Mrd. m³ steigert (Baubeginn 2017) (*Phase 1*).

Sind die ersten zwei Projekte erfolgreich, so können die Verhandlungen zu den folgenden Projekten beginnen:

- Weitere Kapazitätssteigerung der bestehenden Fernleitung zwischen Polen und der Ukraine um 8 Mrd. m³ auf bis zu 14,5 Mrd. m³. Die Initiierung des Projekts hängt vom Erfolg der 1. Phase ab (*Phase 2*).
- Ausbau der Fernleitung zwischen Rumänien und der Ukraine führt zu Steigerung um 20 Mrd. m³. Das besagte Projekt befindet sich derzeit in der Planungsphase.

3.2 Technische Eigenschaften der Transit- und Transportfernleitungen

Alter (J)		Hauptfernleitungen (km)		Nettobuchwert (Mio. USD)		Erstellungswert der neuen Rohrleitung (Mio. USD)		(Mio.)(No)	(MPa)	Sanierung	
Westlicher Erdgastransit	1	Sojus	38	1 567	343	1 176	3 597	1,4	12	7,5	
	2	Urengoy-Pomary-Uzhgorod	33	1 160	254	870	2 662	1,4	9	7,5	
	3	Progress	28	1 120	245	840	2 571	1,4	9	7,5	
	4	Ivacevichi-Dolina	40	782	126	431	1 319	1,2	3	5,5	
	5	Kyiv-Westkorridor I/II	46	740	119	408	1 248	1,2	5	5,5	
	6	Kursk-Kyiv	31	433	70	239	730	1,2	3	5,5	
	7	Ananjiv-Bohorodchani	30	333	37	127	390	1	2	5,5	
	8	Dolina-Uzhgorod	49	267	59	200	613	1,4	3	5,5	
	9	Ostrogzjk-Shebelinka	33	266	43	147	449	1,2	2	5,5	
	10	Novopkov-Shebelinka	33	212	34	117	357	1,2	2	5,5	
	11	Komarno-Drozdovichi	41	156	9	29	90	0,7	1	5,5	
Südlicher Erdgastransit	12	Shebelinka-Izmail	41	800	129	441	1 349	1,2	6	5,5	
	13	Jelec-Kremenchug-Krivy Rig	29	522	114	392	1 198	1,4	3	7,5	
	14	Kemenchug-Ananjiv	29	352	77	264	808	1,4	3	7,5	
	15	Ananjiv-Tiraspol-Izmail	46	257	41	142	433	1,2	3	5,5	
	Gesamt			8 967	1 701	5 823	17 813	72			

Nettobuchwert (Mio. USD)

Neuevaluierter Nettobuchwert

Qualität der Verdichterstationen

Durchmesser (m)

In der 1. Phase zu sanierende Anlagen

Betriebsdruck (MPa)

Quelle: Ukrtransgaz-Geschäftsbericht (2015), Naftogaz-Geschäftsbericht (2014); Bericht über die Evaluierung von Vermögenswerten, BT (2012); Spezialinterview zur Studie von Mott MacDonald über Verbesserungen der ukrainischen Gasinfrastruktur im Jahre 2011 (durchgeführt am 08.08.2016); Experteninterview; KPMG-Schätzung auf Grundlage des BT-Berichts

Die Gesamtlänge des ukrainischen Transport- und -Transitnetzes für Erdgas beträgt 35.600 km. Es umfasst Transportfernleitungen in einer Gesamtlänge von 22.200 km und Verbindungsleitungen in einer Gesamtlänge von 13.400 km.

Die wichtigsten Fernleitungen weisen eine Gesamtlänge von 8.900 km und eine verfügbare Jahresgesamtkapazität von 327 Mrd. m³. Mehr als 57 % aller Leitungen sind Stammleitungen. Der Betriebsdruck variiert zwischen 5,5 und 7,5 MPa.

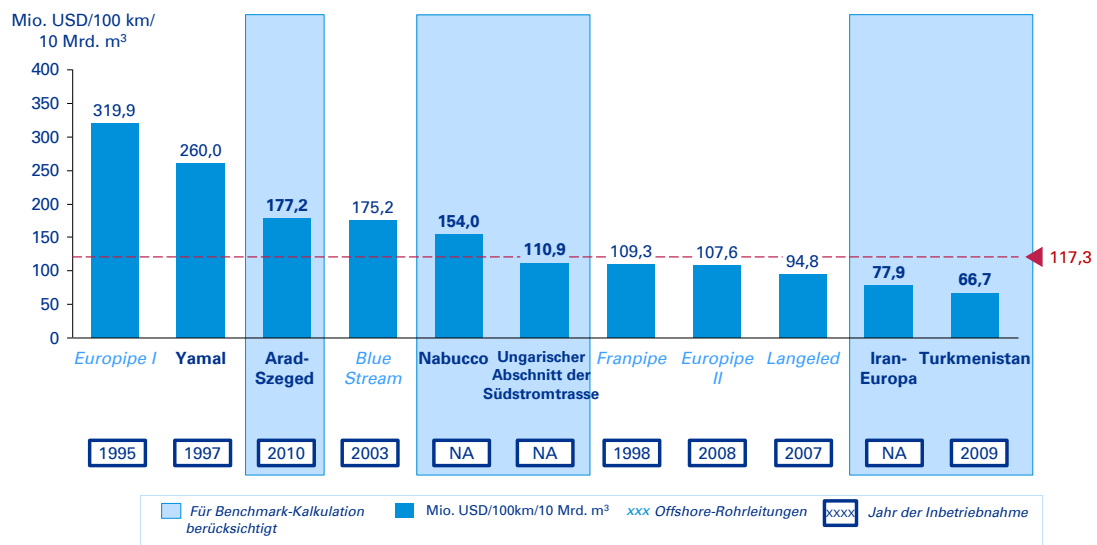
Von Russland führen zwei Erdgas-Haupttransitstrecken durch die Ukraine in die EU:

- **Westliche Erdgas-Transitroute:** Die längsten und wichtigsten Fernleitungen sind die Sojus, UPU und die Progress, welche die Nachfrage nach Transitzufuhren in die EU größtenteils abdecken. Das Durchschnittsalter der westlichen Transitfernleitungen ist 35,6 Jahre.
- **Südliche Erdgas-Transitroute:** Die größte und wichtigste Route ist die Shebelinka-Izmail mit einem Durchschnittsalter der Leitungen von 36,3 Jahren.

Es gibt 72 Verdichterstationen (VS) und 1.455 Gasverteilerstationen. 7 % der Rohrleitungen gelten als zu alt. Dieser Wert verstößt sowohl gegen nationale (max. 3 %) als auch europäischen Vorschriften (max. 1,5 %) (VOX Ukraine, 2016; Ukrtransgas – Eigenschaften des Fernleitungsnetzes, 2016).

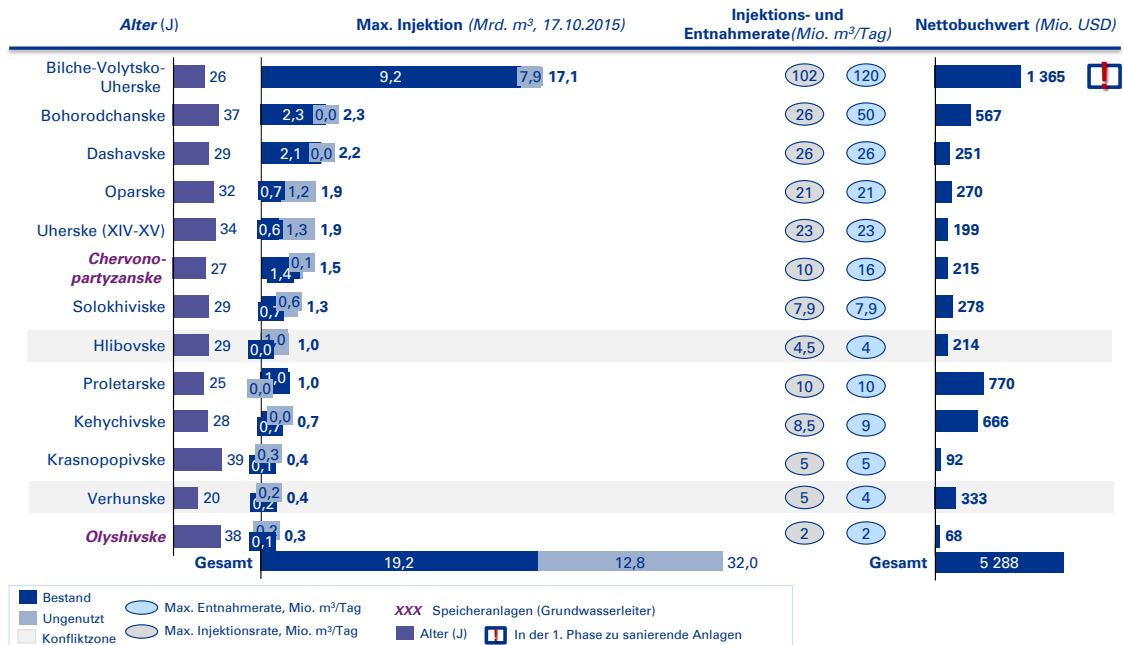
Der Wiederbeschaffungswert der Haupttransitleitungen würde sich auf 17,8 Mrd USD belaufen. Dieser Betrag wurde anhand internationaler Vergleichsgrößen und aufgrund des Netzvolumens errechnet. Die Rohrleitungen mit dem höchsten Wiederbeschaffungswert (Bruttobuchwert) sind die Sojus, UPU und die Progress, die auch die wichtigsten Transitfernleitungen sind. Als internationale Vergleichsgröße der Baukosten von Rohrleitungen verwenden wir den Wert von 117,3 Mio. USD/100 km/10 Mrd. m³. Dieser Wert wird unter Berücksichtigung der folgenden Rohrleitungen bestimmt: Arad-Szeged, Nabucco, der ungarische Abschnitt der Südstromtrasse, Erdgasleitung Iran-Europa und Erdgasleitung Turkmenistan.

Internationale Vergleichsgrößen der Baukosten von Rohrleitungen



Quelle: Pipelines and offshore facilities , NPD (2009), verfügbar unter: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/3%20-%20Publications/Facts/Facts2009/Chapters/Kap15.pdf>; Erdgasleitung Yamal-Europa, Russland, Hydrocarbons-Technology (2016), verfügbar unter: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/yamal-europegaspipe/>; The Western European Gas Market (Bertrand Rossert) , Europäische Investitionsbank (1996), verfügbar unter: http://www.eib.org/attachments/pj/western_european_gas_market_en.pdf; Die Erdgasleitung Arad-Szeged wird am 29. Juli in Betrieb genommen. Communicate Wall-Street (2010), verfügbar unter: <http://www.wall-street.ro/articol/Economie/89545/Conducta-de-gaze-Arad-Szeged-va-fi-inaugurata-pe-29-iulie.html>; New step towards the implementation of the Arad-Szeged pipeline , FGSZ (2009), verfügbar unter: <https://fgsz.hu/en-gb/media/hirek/ujabb-lepes-az-arad-szeged-vezetek-megvalositasart>; Blue Stream Pipeline , Hydrocarbons-Technology (2016), verfügbar unter: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bluestream-pipeline/>; Europe's Nabucco Pipeline Delayed Again , The New York Times (2011), verfügbar unter: http://www.nytimes.com/2011/05/10/business/global/10nabucco.html?_r=1; Putin brings forward South Stream gas pipeline build , BBC News (2011), verfügbar unter: <http://www.bbc.co.uk/news/world-europe-16367396>; Iran seeks to Build 4 billion Gas Pipeline to Europe (Iran strebt Bau einer Erdgasleitung nach Europa im Wert von 4 Mrd. an), Bloomberg (2008), verfügbar unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&refer=europe&sid=aesz49fNjJoMU>; 2011 Worldwide Pipeline Construction Report , Pipeline & Gas Journal (2011), Vol. 238(1), verfügbar unter: <http://www.pipelineandgasjournal.com/2011-worldwide-pipeline-construction-report?page=show>

3.3 Technische Eigenschaften der Erdgasspeicheranlagen



Quelle: Ukrtransgaz-Geschäftsbericht (2015), Naftogaz-Geschäftsbericht (2014); Bericht über die Evaluierung von Vermögenswerten, BT (2012); Spezialinterview zur Studie von Mott MacDonald über Verbesserungen der ukrainischen Gasinfrastruktur im Jahre 2011 (durchgeführt am 08.08.2016); Experteninterview; KPMG-Schätzung auf Grundlage des BT-Berichts

In der Ukraine existieren 13 Speicheranlagen in den folgenden Landesteilen:

- **Westen** (Bilche-Volytsko-Uherske, Bohorodchanske, Dashavske, Oparske, Uherske XIV-XV)
- **Süden** (Hlibovske) – nicht mehr unter ukrainischer Kontrolle
- **Osten** (Chervonopartyzanske, Solokhiviske, Proletarske, Kehychivske, Krasnopopivske, Verhunske, Olyshivske)

Von der Chornomornaftogaz (Tochtergesellschaft der Naftogaz) wurde lediglich eine Speicheranlage (Hlibovske) betrieben. Die anderen zwölf Speicher werden von der UTG betrieben. Die Mehrzahl der Untergrundspeicher wurde in erschöpften Gasfeldern errichtet. Zwei wurden auf dem Grund von wassertragenden Schichten (Grundwasserleiter) errichtet.

Das ukrainische System der Untergrund-Erdgasspeicher verfügt über eine der größten verfügbaren Kapazitäten in Europa (32,4 Mrd m³). Die größten Speicheranlagen befinden sich im westlichen Landesteil der Ukraine. Ihre Kapazität wird in erster Linie für Tauschgeschäfte mit Erdgas in Anspruch genommen, das im Winter aus Transitaufkommen im Osten entnommen wird, um die Nachfrage nach Transits in die EU zu befriedigen (es wird jedoch nicht für

direkte Transitzwecke verwendet). Sie sind an die wichtigsten Transitfernleitungen (Sojus, Progress und Urengoy-Pomary-Uzhgorod) angeschlossen. Ihre kombinierte Kapazität macht 25,3 Mrd. m³ und damit 79,2 % der gesamten Unterirdische Gasspeicheranlage der Ukraine, s. Abkürzungen (UGSAU)-Kapazität aus. Die östlichen Speicher verfügen über eine kombinierte Kapazität von 6,1 Mrd. m³ (17,6 % der gesamten UGSAU-Kapazität), die südlichen über eine Kapazität von 1 Mrd. m³ (3,1 % der gesamten UGSAU-Kapazität).

Da die östlichen und südlichen Speicher ein Durchschnittsalter von 29 Jahren haben, sind die westlichen Speicheranlagen mit einem Durchschnittsalter von 32 Jahren die ältesten. Somit gelten diese Anlagen verglichen mit dem Durchschnittsalter der EU-Speicheranlagen, das bei ca. 17 Jahren liegt, als alte Speicher.

Am Tag der maximalen Injektion (17. Oktober 2015) betrug die höchste Auslastungsrate lediglich 51 %, ein im Vergleich mit dem EU-Durchschnitt (65 %) moderater Wert.⁴. Dennoch konnten damit die Transitleieferungen erfüllt werden.

Aufgrund ihres Alters und ihres physischen Zustandes (porös) sind die Speicheranlagen im Hinblick auf Injektion und Entnahme unflexibel. Daher finden Injektionen hauptsächlich im Sommer und Entnahmen hauptsächlich im Winter statt. Generell sind dem unverzüglichen Wechsel von Injektion zu Entnahme und umgekehrt technische und zeitliche Grenzen gesetzt.

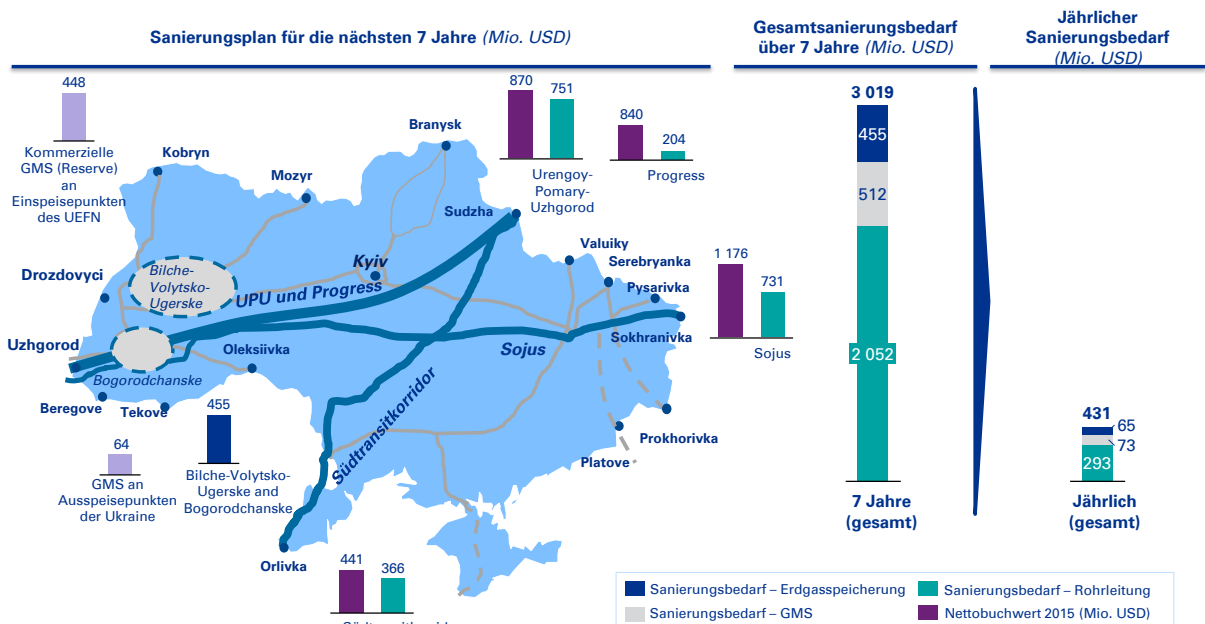
Ende 2014 ging Chornomornaftogaz der Zugriff auf die Speicheranlage Hlibovske auf der Krim verloren. UTG verlor die Speicheranlage Verhunske, die sich in der ostukrainischen Konfliktzone befand. Diese Ereignisse hatten jedoch keinen wesentlichen Einfluss auf die Transittätigkeit, da die Speicheranlagen in erster Linie die heimische Nachfrage deckten. Daher liegt die Speicherauslastung in diesen Anlagen de facto bei 0.

4 – Laut GIE-Datenbank lag die Kapazitätsauslastung der EU-Speicheranlagen im Verlauf des Jahres 2016 durchgehend um die 65 %. (GIE-Datenbank, verfügbar unter: <https://agsi.gie.eu/#/historical/1> ; aufgerufen am: 13.12.2016).

3.4 Sanierungsbedarf

2014 stellte PJSC Ukrtransgaz einen auf die Sanierungs- und Entwicklungsplan mit einer Laufzeit von sieben Jahren für die wichtigsten Fernleitungs- und Messanlagen vor („Gesamtplan ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz, vordringliche Ziele Modernisierung und Wiederinstandsetzung“), der einen koordinierten Investitionsplan für das Fernleitungsnetz, eine Strategie zur Verdichtersanierung (Sanierung und/oder Ersatz) und die Einführung eines modernen SCADA-Systems (*Supervisory Control and Data Acquisition system/System zur Überwachung, Steuerung und Datenerfassung*) vorsieht.

Sanierungs- und Entwicklungsplan mit einer Laufzeit von sieben Jahren für die wichtigsten Fernleitungs- und Messanlagen (in Mio. USD)



Quelle: Gesamtplan ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz, vordringliche Ziele Modernisierung und Wiederinstandsetzung. PJSC Ukrtransgaz 2014.

Der von UTG im Jahr 2014 veröffentlichte Sanierungs- und Entwicklungsplan mit einer Laufzeit von sieben Jahren für die wichtigsten Fernleitungs- und Messanlagen deckt sich mit den Ergebnissen der von Mott MacDonald erstellten und von Azfar Shaukat am 30. September 2011 auf der von der EU und der Ukraine gemeinsam veranstalteten internationalen Investorenkonferenz in Brüssel (Belgien) präsentierten Machbarkeitsstudie zu den Modernisierungsoptionen und Kosten der Erdgasleitungen und Speicheranlagen⁵.

5 – „Ukraine – EU: Auf dem Weg zum Energiebinnenmarkt“ – Shaukat, A. (2011), Präsentation von Mott McDonald auf der EU-Ukraine-Konferenz, September 2011, Brüssel, Belgien.

In 2011 kam Mott MacDonald zum Schluss, dass der Zustand des ukrainischen Erdgastransportnetzes aufgrund unzureichender Planung und Konstruktion sowie der geringen oder unzureichenden Finanzierung der späteren Instandhaltung mangelhaft sei. Das Ausmaß der beschriebenen Mängel sei beträchtlich, und die Verbesserung der Transitnetzintegrität erfordere ein kurz-, mittel- und langfristiges Sanierungsprogramm.

Mott MacDonald identifizierte die folgenden Mängel⁶:

- Die Anwendung von **Bandumwicklungen** anstelle des werkseitigen Korrosionsschutzes führte, neben der Spannungsrisskorrosion, zu einer erhöhten Gefährdung des Fernleitungsnetzes und verursachte mehrere Explosionen an der UPU-Ferngasleitung und Betriebszwischenfälle in den Verdichterstationen.
- Die Mehrheit der für die Transitzkorridore verwendeten **Verdichter und Treiber** wurden als **zu alt, mangelhaft gewartet und ineffizient eingestuft**. Dies liegt daran, dass sie die vorgesehene Betriebsdauer überschritten haben und Wartungs- sowie Erneuerungsarbeiten in Wartungsintervallen ausgeführt wurden, die im Vergleich mit den Normvorgaben zu lang waren. Es wurde festgestellt, dass der Betrieb der veralteten Maschinen nicht auf unbegrenzte Zeit fortgesetzt werden könne, ohne das Auftreten schwerer Defekte zu riskieren und ferner, dass ein Programm zum Ersatz der Maschinen notwendig sei.
- Das existierende UEFN-**SCADA-System** wurde verglichen mit einem modernen SCADA-System als *veraltet und allgemein mangelhaft* eingestuft, da das existierende System lediglich minimale Statusinformationen bietet (zu Druck- und Temperatursensoren und/oder zum Status des Kathodenschutzes). In manchen Fällen ist das System nicht mehr funktionsfähig, da benötigte Ersatzteile nicht mehr verfügbar sind.

Die Studie von Mott MacDonald rückt zwei wesentliche Themen in den Mittelpunkt:

- i. Identifikation eines Prioritätenplans durch Überprüfung des „Prioritätsprojekts“ von UTG, das ursprünglich als Notinstandsetzung von UPU geplant war und auf dem Entwicklungsprogramm von UTG für den Zeitraum 2009 bis 2016 beruht.
- ii. Ausdehnung der Überprüfung auf die anderen Erdgasleitungen (Gesamtsanierungsprojekt).

6 – „Stellungnahme zur Sicherheit der Energieversorgung der Ukraine“ – Ministerium für Energie und Kohleabbau, Januar (2012), verfügbar unter: https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/1676177/0633975ABAE57B9CE053C92FA8C06338.PDF

Während die mit Eigenmitteln von UTG und Fremdmitteln der EIB finanzierte Notinstandsetzung der UPU mit einer Kapazität von 30 Mrd. m³/Jahr derzeit im Gange ist, macht das Gesamtsanierungsprojekt bisher nur geringe Fortschritte und ist auch weiterhin unterfinanziert.

i. Notinstandsetzung der UPU-Leitung

Bis heute wurden zwei Darlehensvereinbarungen für die Erneuerung und Sanierung der wichtigsten Erdgasleitung UPU geschlossen.

Am 11. November 2014 unterzeichneten die UTG und die EBWE eine Darlehensvereinbarung mit dem Gegenstand **einer Notinstandsetzung und eines Modernisierungsprojekts** für einen 115 km langen Abschnitt der **Rohrleitung Urengoy-Pomary-Uzhgorod**. Die EBWE finanziert 135,3 Mio. USD der Gesamtprojektkosten von 270,6 Mio. USD. Das Ausschreibungsverfahren für den Ersatz der vier im kritischen Zustand befindlichen Abschnitte der Rohrleitung fand zwischen dem 11. November und 6. Dezember 2016 statt. Zur Auftragsvergabe kommt es voraussichtlich im 2. Quartal 2017. Das gesamte Projekt soll bis 2020 abgeschlossen sein.

Am 1. Dezember 2014 einigten sich die UTG und die EIB auf ein Darlehen für die **Infrastruktursanierung** eines anderen, 119 km langen Abschnitts der **Rohrleitung Urengoy-Pomary-Uzhgorod**. Die EBWE finanziert 166,3 Mio. USD der Gesamtprojektkosten von 388 Mio. USD. Das Ausschreibungsverfahren begann im 3. Quartal 2016 mit dem EBWE-Projekt. Dieses Projekt wird voraussichtlich ebenfalls bis 2020 abgeschlossen sein.

Von den Gesamtkosten (270,6 Mio. USD + 388 Mio. USD = 658,6 Mio. USD) wurde ein gewisser Teil (135,3 Mio. USD + 166,3 Mio. USD = 301,6 Mio. USD) von der EBWE und der EIB finanziert. Die verbleibenden 357 Mio. USD wurden von der UTG finanziert. Dabei getätigte UTG im Zeitraum 2013 bis 2015 Gesamtsanierungskosten in der Höhe von 200,9 Mio. USD (lediglich die Hälfte des ursprünglich für den Zeitraum 2013-2015 eingeplanten Betrags von 402,6 Mio. USD) (*s. nachstehende Darstellung*). Es bleibt unklar, ob dieser Betrag für die Sanierung der UPU-Leitung verwendet wurde. In seiner Größenordnung bleibt er in jedem Fall unter dem für die Notinstandsetzung der UPU erforderlichen Betrag.

ii. Allgemeine Sanierung

Andererseits wurden über die Notinstandsetzung der UPU hinaus lediglich geringfügige Beträge für Sanierungsarbeiten verwendet, d. h. abgesehen von der UPU-Leitung hat die allgemeine Sanierung des Transitnetzes noch nicht begonnen.

Das neben der Notinstandsetzung der UPU bisher einzige Sanierungsprojekt ist ein kleineres Projekt (83,2 Mio. USD) zur Wiederinstandsetzung einer Verdichterstation der Sojus-Trasse in Bar.

Am 30. Dezember 2015 schlossen UTG und Ferrostaal Industrieanlagen GmbH einen Vertrag zur Finanzierung der **Wiederinstandsetzung der Verdichterstation BAR an der Sojus-Trasse**. Das Projekt wird die Kapazität der Station auf voraussichtlich 85 Mio. m³/Tag anheben und ihre Laufzeit um bis zu 15 Jahre verlängern. Ferrostaals Finanzierungspartner ist die Deutsche Bank, die 70,72 Mio. USD der Gesamtprojektkosten in Höhe von 83,2 Mio. USD zur Verfügung stellt. Den Restbetrag steuert voraussichtlich der ukrainische Staat bei. Ferrostaal bestätigte Sumy NPO als einen ihrer Lieferanten für das Projekt. Die Teilnahme an den öffentlichen Ausschreibungen für die Beschaffung der erforderlichen Ausrüstung erfolgte 2016.

Als abschließendes Fazit der Studie von Mott MacDonald lässt sich zusammenfassend sagen, dass die Durchführung des Sanierungsprogramms zur Erneuerung der Betriebsmittel und der Ausführung von Reparaturarbeiten bereits 2011 äußerst dringlich war. Durch ständige Aufschübe und insbesondere aufgrund der Unterfinanzierung hat das Transitnetz im Vergleich mit der MMD-Studie von 2011, die auf ein UTG-Konzept von 2008 zurückgeht, keine Verbesserungen erfahren. Aus diesem Grund stimmt der Sanierungsplan für 2014 mit dem Sanierungsplan von 2011 überein. Schließlich wurden, abgesehen von der Finanzierung und Anschaffung der Verdichterstation in Bar, keine Fortschritte erzielt.

Für die Ausführung der bisher zurückgestellten Sanierungsarbeiten und die Sicherstellung des nachhaltigen Betriebs des Erdgastransport- und -fernleitungsnetzes bis 2030 besteht ein Sanierungsbedarf, der sich für den Zeitraum von sieben Jahren mit ca. 3,0 Mrd. USD beziffern lässt.

Von der Umsetzung der geplanten Sanierung erwartet sich der ukrainische FNB die Verwirklichung der folgenden Zielsetzungen⁷:

- Steigerung der Gesamtbetriebsdauer der Verdichtereinheiten auf 100.000 bis 150.000 Stunden
- Brenngaseinsparung in Höhe von 600 Mio. m³ pro Jahr
- Abnahme der Beeinträchtigung der Haupterdgasleitungen durch Spannungskorrosion
- Online-Überwachung der Erdgasmenge und -qualität und Angleichung des UEFN an die relevanten europäischen Normen

7 – „Ukrainian Gas Transmission System (UGTS) Priority Objects Modernization and Reconstruction“ [Ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz (UEFN), vordringliche Ziele Modernisierung und Wiederinstandsetzung] – Energiecharta (2014); verfügbar unter: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Presentations/CBP-Ukraine_GTS.pdf ; „Modernisierung des ukrainischen Erdgasfernleitungsnetzes;“ – Ukrtransgaz (2015); verfügbar unter: <http://utg.ua/img/news/2015/04/modernUGS280420154.pdf>

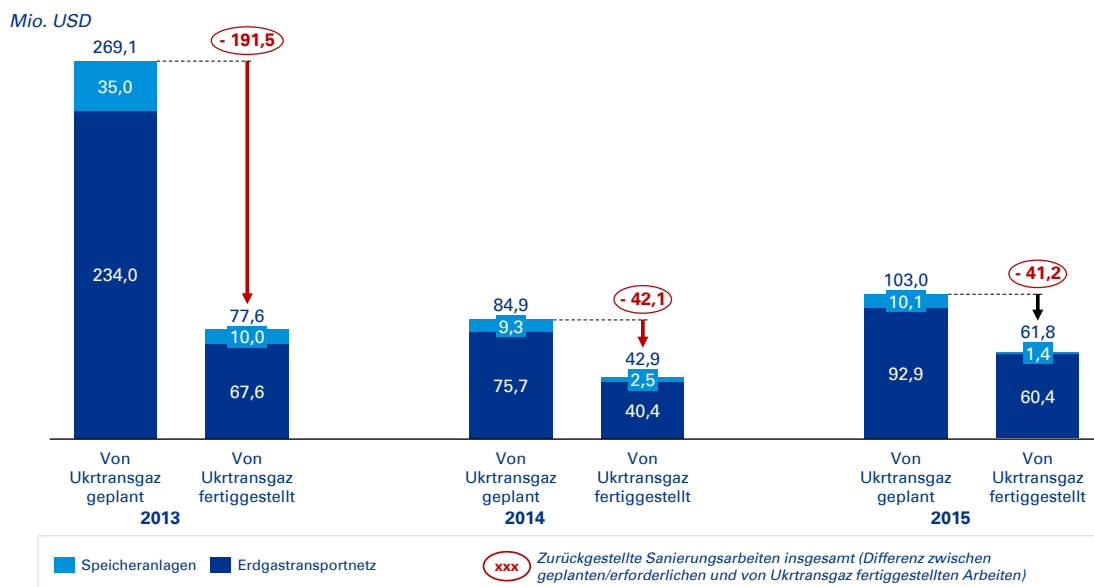
Im Einklang mit den Investitionsplänen setzen sich die Gesamtsanierungskosten aus den folgenden Posten zusammen:

- 2,1 Mrd. USD für die Fernleitungen Progress, Sojus, UPU und Südtransitkorridor
- 0,5 Mrd. USD für die Gasmessstationen an denselben Rohrleitungen
- 0,5 Mrd. USD für die westlichen Gasspeicher

Der Ausführungszeitraum des Sanierungsplans würde sieben Jahre betragen. Dementsprechend betrügen die jährlichen Sanierungsausgaben (im Durchschnitt) ca. 0,4 Mrd. USD/Jahr.

Ungeachtet dessen waren die letzten drei Jahre in Hinsicht auf das Fernleitungsnetz (ohne Speicher) von einem ausgesprochenen Planungs- und Investitionsdefizit geprägt: anstelle der für Sanierungskosten ursprünglich eingeplanten 402,6 Mio. USD wurden lediglich Ausgaben in Höhe von 182,3 Mio. USD (weniger als 50 %) wurden.

Entwicklung der Sanierungsausgaben im Zeitraum 2013-2015 (Mio. USD)



Quelle: Bericht über die Tätigkeit der Nationalen Regulierungsbehörde für die Energie- und Versorgungswirtschaft, NERC (2015), Gesamtplan ukrainisches Erdgasfernleitungsnetz, vordringliche Ziele Modernisierung und Wiederinstandsetzung, PJSC Ukrtransgaz 2014

(1) WB-Wechselkurs: 1 USD = 7,9 UAH (2013); 2014: 1 USD = 11,9 UAH; 2015: 1 USD = 21,8 UAH

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen (Ergebnisse der Studie von Mott MacDonald 2011), Unterinvestitionen in der Vergangenheit und der aktuellen Finanzierungsverträge mit der EIB/EBWE lässt sich das Fazit ziehen, dass die Wahrscheinlichkeit einer Verbesserung des Zustands des Erdgastransport- und -fernleitungsnetzes gering ist.

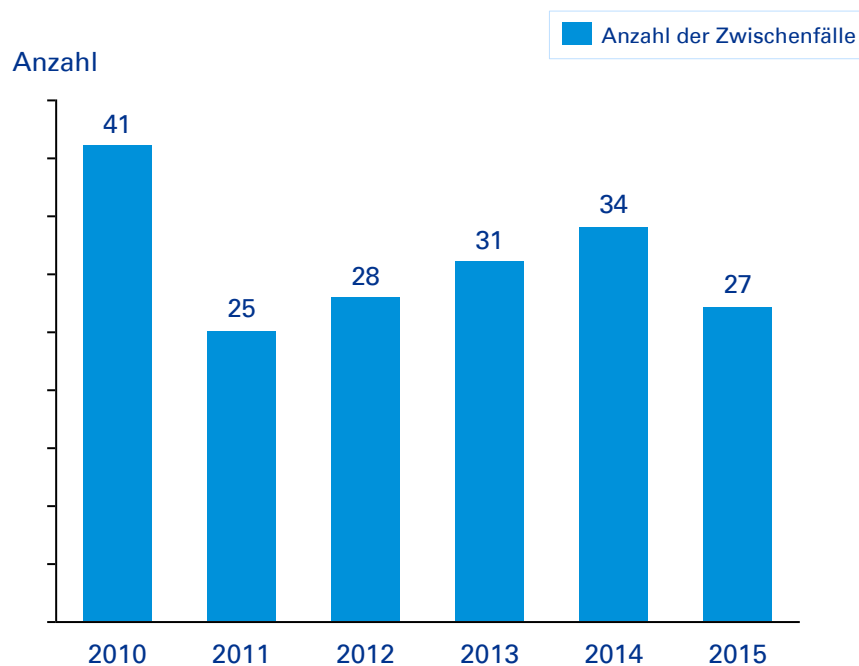
Nach aktuellen Plänen wird die Notinstandsetzung der UPU-Erdgasleitung mit einer Jahreskapazität von 30 Mrd. m³ voraussichtlich bis 2020 beendet sein. Die

im Rahmen des umfangreichen Sanierungsprogrammes für alle vier Transitgasleitungen ergriffenen Maßnahmen sind nur geringfügig (die Arbeiten im Wert von 83,2 Mio. USD an der Verdichterstation Bar an der Sojus-Trasse könnten 2017 beginnen), während für den Großteil der Sanierungsarbeiten im Wert von ca. 3 Mrd. USD bisher keine Finanzierungsmöglichkeit besteht. Unter Berücksichtigung der Vorbereitungszeit zwischen Finanzierung und Baubeginn sowie der Gesamtbauzeit von sieben Jahren scheint die Fertigstellung bis 2025 bereits eine optimistische Prognose zu sein.

Nach Aussage des Gutachtens von Mott MacDonald lässt sich die Plankapazität des mithilfe der Notkredite sanierten Transitnetzes nach 2020 über die Kapazität von 30 Mrd. m³ pro Jahr der UPU-Erdgasleitung nicht aufrechterhalten.

3.5 Schwachstellen des Fernleitungsnetzes

Anzahl der Zwischenfälle

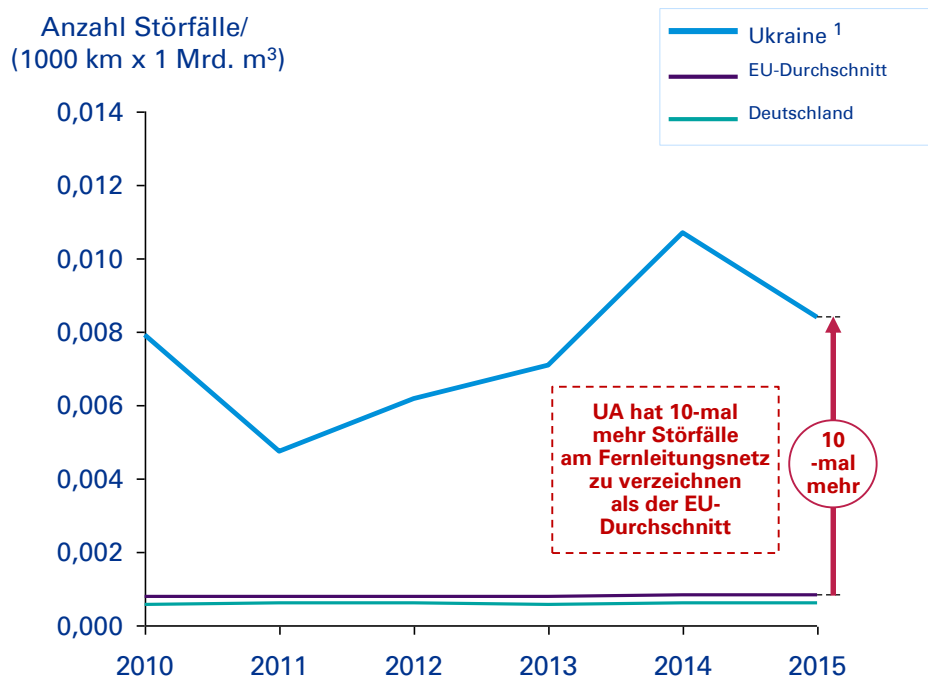


Quelle: Ukrtransgaz-Publikation über Zwischenfälle im Fernleitungsnetz („У 2015 році кількість відмов на магістральних газогонях України зменшилась на 21 %“ Veröffentlicht am 15.06.2016)

Nach dem UTG-Bericht über die Anzahl der jährlich auftretenden Störfälle ging die Anzahl der im Jahr 2011 an den Erdgasleitungen aufgetretenen Störfälle verglichen mit 2010 um 39 % zurück. Zwischen 2011 und 2014 ist die Anzahl der Störfälle an den Fernleitungen jedoch um 11 % CAGR gestiegen, was darauf hindeutet, dass das Fernleitungsnetz hochgradig gefährdet ist (durch die große Anzahl der Zwischenfälle an den Fern- und Transitleitungen ist die Sicherheit des Transits gefährdet).

Vorsätzlich verursachte Schäden am Fernleitungsnetz konzentrierten sich auf die östlichen Konfliktzone. Der Anstieg der vorsätzlich verursachten Störfälle lässt vermuten, dass der Betrieb des Gastransportnetzes in der Ukraine auch in Zukunft mit ernsthaften Sicherheitsproblemen verbunden sein wird.

Internationale Vergleichsgröße für die Störfallquote (Anzahl der Störfälle/(1000 km x 1 Mrd. m³))



Quelle:

- (1) Ukrtransgaz-Publikation über Zwischenfälle im Fernleitungsnetz („У 2015 році кількість відмов на магістральних газогонках України зменшилась на 21 %“) Veröffentlicht am 15.06.2016; verfügbar unter: <http://utg.ua/utg/media/news/2016/06/u-2015-rocz-klkst-vdmov-na-magstralnix-gazogonax-ukrani-zmenshilas-na-21.html>
- (2) 9. Bericht der EGIG 1970–2013, EGIG, veröffentlicht: Februar 2015; verfügbar unter: <https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383>
- (3) Sicherheit von Gasfernleitungen – das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung (2011; 2013; 2015); verfügbar unter: https://www.din-verlag.de/media/content/3R/PDF/PDF_NR_DVGW.pdf?xaf26a=d7b9fb4e000bf6c72783658bf859557c
- (4) Eurostat-Übersichtstafel – Deutschlands Erdgaseinfuhren, EU 28 – verfügbar unter: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Imports
- (5) KPMG-Berechnung beruht auf vorstehenden Quellen.

KPMG-Berechnungsmethode für Störfall-Index (Anzahl der Störfälle/(1000 km x 1 Mrd. m³)):

- (1) Ukraine: Berechnet auf Grundlage der Anzahl aller Störfälle (von Ukrtransgaz 2015 veröffentlicht), des 38.000 km langen Fernleitungsnetzes und der Summe der Transit- und Nettoeinfuhren aus Russland.
- (2) EU-Durchschnitt: Anzahl der Störfälle pro 1000 km (veröffentlicht durch die EGIG, 2015) und Menge der Einfuhren von der Eurostat-Übersichtstafel.
- (3) Deutschland: Anzahl der Störfälle pro 1000 km von der DVGW-Stellungnahme 2011; Menge der Einfuhren von der Eurostat-Übersichtstafel.

Die in der Analyse verwendeten Definitionen werden von KPMG festgelegt und basieren auf der angewandten Methodik und den Kriterien der EGIG (verfügbar unter: <https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383> (Kap. 2; S. 8):

Störfallquote: ergibt sich aus der in einem bestimmten Zeitraum auftretenden Anzahl der Zwischenfälle und Netzfehler geteilt durch die Multiplikation der entsprechenden Gesamtnetzlänge und der Durchlaufmenge der Einfuhren.

Bei der Gegenüberstellung der ukrainische Störfallquote und der internationalen Vergleichsgröße zeigt sich, dass in der Ukraine auf 1000 km x Erdgasdurchlaufmenge die meisten Störfälle kommen.

2015 brachte jedoch eine Besserung der Lage, d. h. die Anzahl der Störfälle lag um 20,6 % (die Anzahl der Stör- und Zwischenfälle betrug 27) unter der von 2014. Doch auch so ist die ukrainische Störfallquote zehnmal höher als die der EU und dreizehnmal höher als der deutsche Mittelwert.

Als Hauptursache für die hohe Störfallquote des ukrainischen Gastransportnetz (GTN) geben Experte fehlende Geldmittel für Wartungsarbeiten am Fernleitungsnetz an. Als Faktoren, die wesentlich zur Unzuverlässigkeit des GTN beitrügen, wurden veraltete und technisch rückständige Verdichterstationen genannt.

Wie aus der nachstehenden Auswahl von schweren Rohrleitungs-Zwischenfällen aus der jüngsten Vergangenheit hervorgeht, sind die meisten seit 2013 erfassten Störfälle im Erdgasnetz auf Druckentlastung, Gasaustritt, Schäden am Rohrkörper und vorsätzliche Beschädigungen durch Waffeneinwirkung aufgrund des politischen Konflikts zurückzuführen⁸ (*Ukrtransgaz*, 2016). An dieser Stelle muss festgehalten werden, dass der Netzbetreiber in der Mehrzahl der beschriebenen Fälle die notwendigen Reparaturarbeiten ausgeführt und dafür gesorgt hat, dass der Gastransit durch die Ukraine nach Europa nicht durch die Zwischenfälle in Mitleidenschaft gezogen wird.

- Am **17. Juni 2014**, verursachte eine in der Region Poltava erfolgte **Explosion an der Rohrleitung Urengoy-Pomary-Uzhgorod⁹** eine Störung des Fernleitungsbetriebs. Die Ursache der Explosion bleibt unklar: während das Innenministerium von Sabotage sprach, gab das Ministerium für Energie Druckentlastung als Explosionsgrund an. Die Stadtverwaltung von Poltava behauptete, sie hätte den Fernleitungsnetzbetreiber auf den mangelhaften Zustand der Fernleitung im besagten Abschnitt hingewiesen; der FNB hätte die Ausführung der empfohlenen Reparaturen jedoch verweigert.
- Am **12. Juni 2015** führte eine **vorsätzliche Beschädigung an der Rohrleitung Kramatorsk-Donetsk-Mariupol** zum Austritt von 5,2 Mio. m³ Erdgas. Für die

8 – Ukrtransgaz: „Unfälle und sonstige Störfälle an den Leitungen des Erdgasfernleitungsnetzes 2015-2016“; verfügbar unter: http://utg.ua/failures_ua.pdf

9 – Ausführliche Informationen zur Explosion an der Gasleitung Urengoy-Pomary-Uzhgorod bietet folgender Link: <http://newseurope.eu/2014/06/18/blasted-section-russian-ukrainian-gas-pipeline-emergency-condition/> ; veröffentlicht am: 18.06.2014

Reparatur mussten 105 Arbeitsstunden und 1,4 Mio. USD aufgewendet werden.

- **Am 1. Januar 2016 kam es nahe der ungarischen Grenze in der Region Transkarpatien an der Erdgasleitung Sojus zu einer Explosion.** Als Ursache wurde ein unterirdischer Gasaustritt genannt. Durch den Zwischenfall sank der Betonpfeiler, der die Leitung trägt, um 10 m. Der Leitungsbetreiber sandte unverzüglich Service-Teams zur Behebung der Störung aus. Berichten zufolge sollen die Umweltauswirkungen des Zwischenfalles nur gering gewesen sein. Die Reparaturarbeiten nahmen 63 Stunden in Anspruch. Während sich die mit dem Zwischenfall verbundenen ungefähren Verluste auf 809.000 m³ Erdgas beliefen, betrugen die Reparaturkosten 0,3 Mio. USD.
- **Am 10. Januar 2016 kam es infolge der Druckentlastung der Rohrleitung Komarno-Drozdovichi zu einem Riss am Rohrkörper, der zu einem Austritt von 859.000 m³ Erdgas führte.** Die Reparaturarbeiten nahmen 38 Stunden in Anspruch und verursachten Kosten in Höhe von 0,3 Mio. USD.
- **Am 19. August 2016 wurden in der Region Donetsk drei Erdgasleitungen beschädigt.** Der angebliche Grund für den Schaden war Artilleriebeschuss. Der Leitungsbetreiber Dombassgaz sandte unverzüglich Service-Teams zur Behebung des Schadens aus; die Unterbrechung des Transits war unbedeutend.
- **Am 28. August 2016 verursachte ausgetretenes Erdgas die vorübergehende Aussetzung des Erdgastransits nach Moldawien.** Untersuchungsteams identifizierten als Grund des Gasaustritts (ca. 445.000 m³) einen Riss im Rohrkörper. Die Reparaturarbeiten nahmen 98 Stunden in Anspruch und verursachten Kosten in Höhe von 0,1 Mio. USD.
- **Am 9. September 2016 führte ein Gasleck¹⁰, das durch die Druckentlastung der Hauptrohrleitung verursacht wurde, zur vorübergehenden Aussetzung der Einfuhren aus Polen in die Ukraine.** Leitungsbetreiber UTG sandte unverzüglich Service-Teams zur Behebung der Störung aus. Während der 44 Stunden beanspruchenden Reparaturarbeiten traten 802.000 m³ Erdgas aus. Die Gesamtkosten der Reparaturarbeiten betrugen mehr als 0,3 Mio. USD.

Das ukrainische Transitnetz weist eine große Plankapazität und eine beträchtliche Speicherkapazität im westlichen Landesteil auf.

Da sowohl die redundante Kapazität als auch die Speicherkapazität hoch sind, scheint die Ad-hoc-Nutzung des Transitnetzes mit der derzeitigen Auslastung in der nahen Zukunft im Bereich des Möglichen zu liegen. Das Transitnetz weist

10 – UA Today: „Ukraine suspends gas imports from Poland over pipe depressurisation“ ; verfügbar unter: <http://uatoday.tv/news/ukraine-suspends-gas-imports-from-poland-over-pipe-depressurisation-743475.html>

jedoch eine veraltete Konstruktion auf (1980er Jahre) und wurde seit der Inbetriebnahme in den 1980ern weder adäquat gewartet noch saniert.

Während die an der UPU-Rohrleitung mit einer Kapazität von 30 Mrd. m³/Jahr erforderlichen Notmaßnahmen dank der EIB- und EBWE-Darlehen zur Notinstandsetzung bereits eingeleitet wurden, ist die Generalsanierung des gesamten Transitnetzes in einer Größenordnung von 3 Mrd. USD seit März 2009 an der Tagesordnung. Die Erlöse, die Naftogaz aus den von Gazprom entrichteten Transitgebühren laut Transitvertrag zieht, hätten mühelos ausgereicht, um eine derartige Investition zu decken (s. Kap. 4.5).

Über den aktuellen technischen Zustand des Transitnetzes – vom angewandten Korrosionsschutz bis hin zu den Ergebnissen einer aufgrund von Wartungsarbeiten durchgeführten Molchung von Rohrleitungen – liegen keine ausführlichen Informationen vor. In Ermangelung dieser Informationen ist eine angemessene Beurteilung der Zeitdauer, für die das Transitnetz auf einer Ad-hoc-Basis weiterbetrieben werden kann, nicht möglich.

Die Studie von Mott MacDonald kommt zu dem Schluss, dass die Betriebsfähigkeit des Fernleitungsnetzes allein durch die Geschicklichkeit und den Fleiß des Bedien- und Wartungspersonals in den Verdichteranlagen aufrechterhalten wurde, wobei es zum Einsatz nicht normgerechter, örtlich bezogener Ersatzteile kam. Ohne das beschriebene Verhalten wäre das Fernleitungsnetz womöglich kollabiert.

4 Vorschriften

4.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

2015 trat die Ukraine dem Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) bei. Um den Rechtsvorschriften des Verbands zu entsprechen, wurden seit dem 1. Januar 2016 eine Reihe von Vorschriften geändert.

Die folgenden Rechtsvorschriften bilden seit 1996 die rechtliche Grundlage des ukrainischen Erdgasmarktes:

Am 15. Mai 1996 wurde das **Gesetz der Ukraine „über den Rohrleitungstransport“** verabschiedet. Es zielte auf die Sicherstellung des zuverlässigen und sicheren Betriebs des Rohrleitungsnetzes ab und hatte den Zweck, seine ökologische Sicherheit verbessern. Darüber hinaus leistet es der internationalen Zusammenarbeit im Bereich des Rohrleitungstransports Vorschub. Das Gesetz untersagt die Privatisierung der Rohrleitungsnetze und bestimmt die von diversen staatlichen Stellen wahrzunehmenden Aufsichts- und Kontrollfunktionen. Ferner besagt das Gesetz, dass die Nutzung der Rohrleitungen durch ausländische Unternehmen von Rechtsakten geregelt wird und die Genehmigungen für den Bau und die Reparatur von Rohrleitungen direkt von der Regierung erteilt werden.

Das **Gesetz der Ukraine „über Öl und Gas“**, verabschiedet am 12. Juli 2001, legt die rechtlichen, wirtschaftlichen und organisatorischen Grundlagen für die Ausübung von Tätigkeiten im Zusammenhang mit Öl und Gas in der Ukraine fest. Neben dem Öl- und Gasverkauf an Kunden und der Beschäftigung von Arbeitnehmern in der Öl- und Gasbranche regelt das Gesetz Geschäftstätigkeiten in Verbindung mit der Gewinnung und Speicherung, dem Transport sowie der Raffinerie und Umwandlung von Öl und Gas

Seit dem 20. April 2000 regelt das **Gesetz der Ukraine „über natürliche Monopole“** das Angebot von Erdgas und weiteren Substanzen in Mengen, die eine vorgegebene Obergrenze überschreiten. Das Gesetz hat den Zweck, die effiziente Funktion von Märkten mit natürlichen Monopolen sicherzustellen und so eine effektivere Befriedigung der Marktnachfrage zu gestatten.

Das **Gesetz der Ukraine „über die kommerzielle Messung von Erdgas“**, verabschiedet am 16. Juni 2011, bestimmt die Grundsätze, nach denen sich die Bereitstellung von Gasmessstationen an die Kunden richtet. Damit legt es die Grundlage für ein vollständiges kommerzielles Abrechnungssystem, das sämtliche inländischen und importierten Erdgaszufuhren abdeckt.

Das jüngste **Gesetz der Ukraine „über den Erdgasmarkt“**, in Kraft seit dem 9. April 2015, legt im Einklang mit den Grundsätzen des freien Wettbewerbs und vorbehaltlich des angemessenen Kundenschutzes und der

Versorgungssicherheit, die rechtlichen Grundlagen für den ukrainischen Erdgasmarkt fest. Darüber hinaus regelt das Gesetz die Integrationsfähigkeit des ukrainischen Markts im Hinblick auf Märkte von Mitgliedsstaaten der Energiegemeinschaft. Beispielsweise im Hinblick auf die Schaffung regionaler Erdgasmärkte. Das Gesetz stellt die Regelkonformität des ukrainischen Erdgasmarktes mit dem dritten Energiepaket der EU her und gestattet die Privatisierung von 49 % der Anteile am FNB des Landes (Ukrtransgaz).

ENTSOE-Netzkodizes wurden am 1. Januar 2016 eingeführt. Sie dienen der Erleichterung von Interoperabilität, Engpassmanagement (CPM) und Kapazitätszuweisung (CAM).

Neben den Bestimmungen zur Förderung der internationalen Zusammenarbeit auf dem ukrainischen Erdgasmarkt wurden auch Rechtsvorschriften zur Sanktionierung bestimmter Parteien eingeführt:

Am 17. Oktober 2016 wurde das ***Gesetz der Ukraine „über die Verhängung besonderer wirtschaftlicher und rechtlicher Restriktionen (Sanktionen) gegenüber den in der Liste aufgeführten natürlichen und juristischen Personen“*** verabschiedet. Es trat noch am selben Tag in Kraft. Seine wesentlichsten Bestimmungen besagen u. A. Folgendes:

Verhängung wirtschaftlicher und rechtlicher Sanktionen gegenüber natürlichen und juristische Personen, die nach Ansicht des ukrainischen Parlaments die Wirtschaft und Souveränität der Ukraine behindern haben.

Diese Bestimmungen beruhen auf dem ***Gesetz der Ukraine „über Sanktionen“***, das am 10. September 2014 angenommen wurde. Die entsprechende Rechtsvorschrift wurde am 08. August 2014 über das Ministerkabinett (Arsenij Jazenjuk) verabschiedet und am 10. September 2014 vom Präsidenten unterzeichnet.

Diese Rechtsvorschrift legt Sachverhalte fest, die wirtschaftliche und rechtliche Sanktionen nach sich ziehen können, sofern sie die nationale Souveränität und territoriale Unversehrtheit der Ukraine untergraben, zu Schäden am Privat- oder Staatseigentum führen oder die nachhaltige Wirtschaftsentwicklung des Landes beeinträchtigen. Darüber hinaus legt die Rechtsvorschrift auch das Verfahren der Verhängung von Sanktionen fest und bestimmt die unterschiedlichen Sanktionen, deren Verhängung bei einem eingetretenen Verstoß zulässig ist:

- Einfrieren finanzieller Vermögenswerte und Einschränkung der Handelstätigkeit
- teilweise oder vollständige Einstellung/Beschränkung der Transitressourcen, Flüge und Transporte durch die Ukraine
- Aufhebung und Aussetzung von Lizenzen, Verbot von Privatisierungen

4.2 Unterbrechbarer Gegenfluss

Das Gesetz der Ukraine von 2016 „über den Erdgasmarkt“ forderte die Diversifizierung der ukrainischen Erdgaseinfuhren und zielte auf die Lösung des Problems der seit Langem bestehenden Abhängigkeit von Gaseinfuhren aus Russland ab. Dementsprechend wurde ein Aktionsplan zum Ausbau von Gegenflüssen aus dem Westen genehmigt.

Das Gesetz bestimmt den Grundsatz der Gleichberechtigung bezüglich des Rechts zur Ausübung der Erdgas-Einfuhr- und Ausfuhr Tätigkeit aus der bzw. in die Ukraine. Ziel ist die Beendigung der Monopolstellung von Gazprom als Erdgasimporteure. Der erstellte Aktionsplan forderte mehr Flexibilität und Diversifizierung der Erdgasflüsse und rief zum Abschluss von Verträgen auf, die Erdgasflüsse in beide Richtungen ermöglichen und die Diversifizierung der Versorgungsquellen gewährleisten.

- Ein am 16. Juli 2016 zwischen der Ukraine, Rumänien und Bulgarien geschlossener Vertrag legte die Notwendigkeit der Bereitstellung unterbrechbarer Transportkapazitäten, unterbrechbarer Gegenflusskapazitäten und bidirektionaler virtueller Gasflüsse im Großraum von der Ukraine bis Griechenland dar.
- Am 4. April 2016 wurde der Ausbau der Rohrleitung Budince, die die Ukraine und die Slowakische Republik verbindet, genehmigt. Ferner wurde am 17. Dezember 2014 der Bau einer 99,3 km langen Rohrleitung zwischen der Ukraine und Polen genehmigt (geplanter Baubeginn: 2017). Beide Rohrleitungen werden mithilfe von Verbindungsleitungen voraussichtlich den Gasfluss gegen die Hauptflussrichtung (Reverse Flow) ermöglichen.

Die erfolgreiche rechtliche und technische Umsetzung der obigen Projekte würde den Handlungsspielraum der Ukraine im Hinblick auf die Befriedigung der Erdgasnachfrage ohne Einfuhren aus Russland erhöhen.

4.3 TPA (Recht auf Drittzugang)

§ 19 des Gesetzes der Ukraine „über den Erdgasmarkt“ regelt den Drittzugang zum Erdgastransportnetzwerk und besagt, dass die Akteure auf dem Erdgasmarkt im Hinblick auf den Zugang zum Fernleitungs- und Verteilnetz für Erdgas, zu Gasspeichern und LNG-Anlagen gleiche Rechte genießen. Als unmittelbares Resultat des Gesetzes erschloss sich die Möglichkeit der Kapazitätsbuchung und -zuweisung allen Marktteilnehmern und war nicht länger, wie es vorher der Fall war, auf Gazprom beschränkt.

Nach § 19 darf die Gewährung des Drittzugangs verweigert werden, wenn eine oder mehrere der folgenden Bedingungen zutreffen:

- Die Kapazität der Anlagen ist nicht ausreichend oder nicht vorhanden;
- Für Netzbetreiber, die nach § 11 des Gesetzes der Ukraine „über den Erdgasmarkt“ besondere Verpflichtungen zu erfüllen haben, bedeutet die Gewährung des besagten Zugangsrechts ein Hindernis für die Erfüllbarkeit ihrer Verpflichtungen.
- Die Nichtgewährung des Zugangs durch den Fernleitungsnetzbetreiber unterliegt der Bekräftigung durch die Regulierungsbehörde. So sagt § 55 beispielsweise aus, dass die Regulierungsbehörde für den Fall schwerwiegender wirtschaftlicher oder finanzieller Schwierigkeiten, die sich aus der Nichterfüllung der Abnahme- oder Zahlungsverpflichtungen ergeben, berechtigt ist, dem Netzbetreiber die Ablehnung des Drittzugangs zu seinen Anlagen zu gestatten.

4.3.1 TPA-Anforderungen für Fernleitungsnetz und Speicheranlagen

Vergleich der ukrainischen TPA-Anforderungen und der Bestimmungen aus dem ENTSG-Netzkodex bzgl. Zugang zu Fernleitungsnetz und Speicheranlagen

TPA-Anforderungen an Fernleitungsnetz und Speicherung gemäß Gesetz der Ukraine über den Erdgasmarkt (Naftogaz, 2015)	TPA-Anforderungen für Fernleitungsnetz und Speicherung gemäß ENTSG-Netzkodex für Fernleitungsnetz
<div data-bbox="288 1169 335 1236"></div> <div data-bbox="343 1198 619 1220">Eingetragene Gesellschaft mit Sitz in UA.</div> <div data-bbox="288 1249 335 1317"></div> <div data-bbox="343 1265 756 1303">Standard-Erdgastransportvertrag unterzeichnet, Beantragung der Kapazitätszuweisung (1-Jahr-Basis) bei FNB.</div> <div data-bbox="288 1332 335 1400"></div> <div data-bbox="343 1344 721 1377">Gewährung von Finanzgarantie für mindestens 20 % der Zufuhr für Folgemonat</div> <div data-bbox="288 1406 335 1473"></div> <div data-bbox="343 1411 756 1449">Aufrechterhaltung der obligatorischen Erdgasreserve im UGS (mindestens 50 % der Zufuhr für Folgemonat)</div>	<div data-bbox="817 1169 863 1236"></div> <div data-bbox="871 1176 1334 1247">Im Hinblick auf den Ort der Eintragung eines Unternehmens bestehen keine zwingenden Anforderungen, sofern der genaue Ort dem ENTSG über den Weg der zuständigen nationalen Regulierungsbehörden angezeigt wird.</div> <div data-bbox="817 1254 863 1321"></div> <div data-bbox="871 1254 1323 1310">Transportvertrag oder sonstige rechtsverbindliche Vereinbarung, die Benutzern des Gasleitungsnetzes die Erstellung von Geschäftsanzeigen ermöglicht.</div> <div data-bbox="817 1339 863 1406"></div> <div data-bbox="871 1310 1348 1433">Eine Finanzgarantie für die Zufuhr des Folgemonats ist nicht erforderlich, der FNB ist jedoch berechtigt, gebotene Maßnahmen zu ergreifen und entsprechende vertragliche Auflagen anzuordnen, einschließlich finanzieller Absicherungen, die der Schadensminderung eines etwaigen Zahlungsverzugs dienen, in den ein Benutzer des Leitungsnetzes mit einer Zahlungsverpflichtung geraten ist.</div> <div data-bbox="817 1440 863 1507"></div> <div data-bbox="871 1433 1348 1507">Benutzer des Gasleitungsnetzes mit einer effektiven Vertragslaufzeit von mehr als einem Jahr, denen die Nutzung von mehr als 80 % der vertraglichen Kapazität in den Zeiträumen vom 1. April bis 30. September bzw. vom 1. Oktober bis 31. März obliegt.</div>
<div data-bbox="751 1525 852 1576">Defizite in der ukrainischen Administration</div> <div data-bbox="288 1585 1219 1700"> <div data-bbox="288 1585 319 1608"></div> Bürokratisches Regulierungssystem (der Verwaltungsaufwand ist trotz Reform des Marktmodells auch weiterhin hoch) <div data-bbox="288 1615 319 1637"></div> Nicht rückforderbare Umsatzsteuer <div data-bbox="288 1644 319 1666"></div> Kostspielig aufgrund von Anforderungen bzgl. Finanz- und Vorratsgarantie <div data-bbox="288 1673 319 1695"></div> Keine Mindestanforderung für Nutzung der gebuchten Kapazitäten (im Gegensatz zur EU). </div>	

Quelle: Gesetz der Ukraine über den Erdgasmarkt – Naftogaz (2016); Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ENTSG (2013)

Die endgültigen Einzelheiten der TPA-Anforderungen in der Ukraine stehen noch nicht fest; aus diesem Grund bleiben die Auflagen im Hinblick auf die Anzahl der Voraussetzungen für den Zugang zu den Anlagen sowie die physischen

Voraussetzungen der Anlagen für Drittparteien, die die Absicht haben, das Transportnetz und die Speicheranlagen zu nutzen, vorerst unflexibel.

In der Ukraine haben Drittparteien aktuell folgende Auflagen zu erfüllen:

- Sitz und Hauptverwaltung des Unternehmens befinden sich in der Ukraine
- Unterzeichneter Standard-Erdgastransportvertrag für Beantragung der Kapazitätszuweisung bei FNB auf Jahresgrundlage liegt vor
- Gewährung einer Finanzgarantie für mindestens 20 % der Zufuhr für den Folgemonat
- Bildung von Erdgasreserven in den Untergrundspeichern, die mindestens 50 % der Zufuhr für den Folgemonat ausmachen müssen

Das gravierendste strukturelle Defizit des derzeitigen Regulierungssystems ist der unflexible bürokratische Apparat, der trotz der im Regulierungsbereich durchgeführten Reformen auch weiterhin einen hohen Verwaltungsaufwand erfordert. Darüber hinaus stellt auch das Verfahren zur Umsatzsteuer-Rückerstattung ein beträchtliches Hindernis dar. Zudem bedeutet TPA aufgrund der damit verbundenen Anforderungen bzgl. Finanz- und Vorratsgarantie einen hohen Kostenaufwand.

4.3.2 TPA-Anforderungen für den Transit

Neben dem Gesetz der Ukraine „über den Erdgasmarkt“ von 2016 wird der Zugang von Drittparteien zum Erdgastransitnetz durch den Gasfernleitungs-Netzkodex geregelt.

Zur Inanspruchnahme des Erdgastransitnetzes müssen Drittparteien, ähnlich wie bei den Anforderungen für Drittparteien, die Zugang zu Fernleitungs- und Speicheranlagen benötigen, einen unterzeichneten Standard-Erdgastransportvertrag vorlegen und einen Antrag auf Kapazitätszuweisung auf Jahres-, Monats- oder Tagesgrundlage gestellt haben. Darüber hinaus obliegt Drittparteien die Vorlage einer finanziellen Leistungsgarantie für potenzielle Ausgleichsenergiekosten von mind. 20 %.

Aufgrund des zwischen UTG einerseits und dem polnischen FNB (Gas System S.A.), dem slowakischen FNB (Eustream) und dem ungarischen FNB (FGSZ Zrt.) andererseits geschlossenen Vertrag steht der Erdgastransit an den Einspeisepunkten Budince, Hermanovychy, Beregdaroc und am Ausspeisepunkt Budince allen potenziellen Kunden offen. Bis zum Auslaufen des Transitvertrags am 1.1.2020 werden im Rahmen des bestehenden Transitvertrags zwischen Gasprom und Naftogaz andere Ein- und Ausspeisepunkte an

grenzüberschreitenden Rohrleitungen im Rahmen dieses Transitvertrags genutzt.

UTG weist freie Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten im Einklang mit den folgenden drei Kategorien zu:

- **Garantierte Kapazität** (der Betreiber garantiert eine vorgegebene Kapazität für einen vorgegebenen Zeitraum gemäß Kapazitätszuweisungsvertrag)
- **Zeitweilige Kapazität** (der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, Kapazitäten zuzuweisen, gibt jedoch keine Garantien für vorgegebene Kapazitäten mit vorgegebenen Fristen ab)
- **Gegenflusskapazität** (Gasflüsse, die durch die Ukraine laufen und später von Nachbarländern erneut importiert werden)

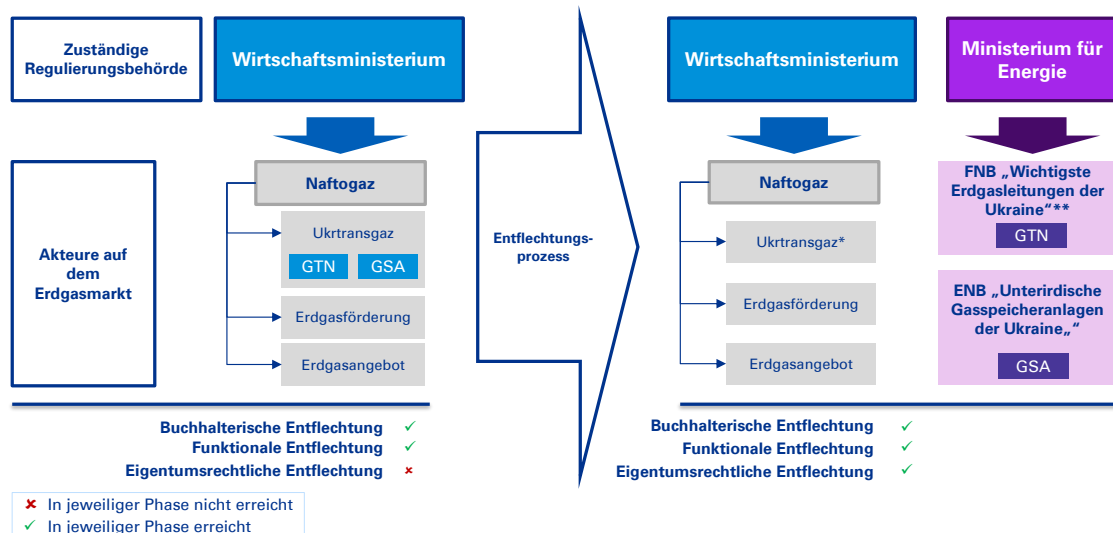
Der TPA zu physischen staatenübergreifenden Einspeise-/Ausspeisepunkt-Kapazitäten ist nur in folgenden Fällen gestattet:

- Die auf Jahresgrundlage bereitgestellte Kapazität überschreitet den Wert von 90 % der technischen Kapazität des Einspeise-/Ausspeisepunktes nicht
- Mindestens 10 % der technischen Kapazität sind für vierteljährliche Zeiträume während eines Gasjahres zu jedem beliebigen Zeitpunkt verfügbar
- Nicht veräußerte Kapazitäten, die in Jahres- und Vierteljahreszeiträumen nicht verkauft wurden, werden mit einer Vorankündigungsfrist von mindestens 1 Tag in Monatszeiträumen zur Verfügung gestellt

Bewerbungsunterlagen, Fristen und Gebührensätze werden auf der offiziellen Internetpräsenz des FNB (JSC Ukrtransgaz) veröffentlicht.

4.4 Entflechtung

Übersichtskarte des geplanten Entflechtungsprozesses



Quelle: Naftogaz-Entflechtungsplan beschlossen (Vitaliy Rachenko), CMS – Law Now – Ukraine (2016), verfügbar unter: <http://www.cms-lawnow.com/ealerts/2016/07/ukraine-naftogaz-unbundling-plan-adopted>

Am 1. Juli 2016 stimmte die Regierung einem Plan zu, der im Einklang mit den Rechtsvorschriften aus dem Gesetz der Ukraine „über den Erdgasmarkt“ von 2016 steht und die Umstrukturierung der Naftogaz behandelt. Der Plan geht auf die Zusammenarbeit der ukrainischen Regierung und der Energiegemeinschaft zurück um sicherzustellen, dass der Entflechtungsprozess mit den regulatorischen Vorschriften der Energiegemeinschaft und dem dritten Energiepaket der EU übereinstimmt. Die buchhalterische und die funktionale Entflechtung sind bereits Realität. Der abschließende Schritt auf dem Weg zur vollkommenen Übereinstimmung mit den Vorschriften der Energiegemeinschaft und den Regularien der EU ist die eigentumsrechtliche Entflechtung.

Die staatseigene Naftogaz und ihre Tochtergesellschaften verfügen auf dem ukrainischen Markt über ein Monopol als Produzent, Transporteur und Speicheranbieter für Öl und Gas. Der Entflechtungsplan der Regierung sieht vor, dass der FNB der Ukraine (UTG) rechtlich und funktional unabhängig von der Erdgasförderung und -versorgungstätigkeit ist, die das Mutterunternehmen Naftogaz und sonstige Tochtergesellschaften ausüben.

Im Rahmen des Entflechtungsprozesses wird auch die eigentumsrechtliche Entflechtung durchgeführt, durch die das GTN und der Einspeisenetzbetreiber (ENB) von der UTG abgespalten und das Eigentum an selbigen auf den Staat übertragen wird. Somit kommt es unter Federführung des Ministeriums für Energie zur Gründung der zwei neuen Kapitalgesellschaften „Haupterdgasleitungen der Ukraine“ und „Unterirdische Gasspeichereinrichtungen“.

der Ukraine“. Naftogaz und ihre Produktions- und Versorgungsbereiche sind auch in Zukunft dem Wirtschaftsministeriums unterstellt. UTG wird höchstwahrscheinlich umstrukturiert und ihre Vermögenswerte werden nach der Entflechtung und der Beilegung etwaiger Rechtsstreitigkeiten voraussichtlich privatisiert.

Ursprünglich wies die geplante Zeiteinteilung des Entflechtungsprozesses folgende Eckdaten auf:

- Die zwei neuen öffentlichen Körperschaften des FNB und des ENB sollten am 1. Oktober 2016 gegründet werden. Neben Plänen, in denen die Kontrolle über die neuen Unternehmen durch das Ministerium für Energie und weitere staatliche Stellen dargelegt wurde, war auch die Annahme eines Aktionsplans zur Übertragung der Vermögenswerte von UTG an den neuen FNB und ENB für diesen Zeitpunkt geplant.
- Am 1. November 2016 wurde die Durchführung einer Änderung des Gesetzes über den Erdgasmarkt geplant, die die früher nicht privatisierten Fernleitungsanlagen zum Gegenstand hatte.
- Am 1. Juli 2017 wurde eine Analyse der Gasspeicheranlagen im Hinblick auf ihre Entwicklung und zukünftige effektive Nutzung geplant. Der Prozess sollte am 1. August 2017 abgeschlossen werden. Der Beschluss zur Übertragung der GSA an die PJSC „Unterirdische Gasspeicheranlagen der Ukraine“ wurde am selben Tag angenommen.

Die Umsetzung der geplanten schrittweisen Änderungen, die sich aus der Entflechtung des ukrainischen Erdgasmarktes ergeben, ist aufgrund der zwischen UTG, Naftogaz und den verbundenen Ministerien in der Ukraine bestehenden politischen Spannungen derzeit im Verzug.

Darüber hinaus sind alle weiteren Schritte vom Ausgang der zwei in Stockholm durchgeführten Schiedsverfahren vom Januar 2009 zwischen Naftogaz und Gazprom über den Versorgungsvertrag und die Transitverträge abhängig. Der Erlass der rechtskräftigen Schiedssprüche wird bis Mitte 2017 erwartet.

Die Übertragung der Vermögenswerte der UTG ist zulässig, sobald eine Frist von 30 Tagen nach der rechtskräftigen Beilegung der Schiedsverfahren von Naftogaz und Gazprom verstrichen ist.

Die PJSC „Hauptgasleitungen der Ukraine“ trägt Sorge, innerhalb von 60 Tagen nach Inkrafttreten der Schiedssprüche eine FNB-Konzession bei der zuständigen Regulierungsbehörde zu beantragen.

Die ersten Schritte im Entflechtungsprozess der Naftogaz wurden bereits Mitte September 2016 in die Wege geleitet. Sie führten dazu, dass Naftogaz, im

Einklang mit den eingegangenen Verpflichtungen des Landes im Zusammenhang mit dem dritten Energiepaket der EU, die Kontrolle über ihre Tochtergesellschaft Ukrtransgaz abgab.

Ungeachtet dessen fördert der Prozess der Entflechtung eine Reihe von problematischen Aspekten zutage. Einer davon ist die Frage der Aufsichtsbehörde. Anstelle des Ministeriums für Energie ist die Aufsicht über den FNB Ukrtransgaz, eine von der NJSC Naftogaz betriebene Gesellschaft, an das Wirtschaftsministerium übergegangen. [NJSC = Aktiengesellschaft mit staatlicher Beteiligung]. Damit wurden die regulatorischen Anforderungen der Energiegemeinschaft und des dritten Energiepakets der EU nicht restlos befolgt.

Die Entflechtung des ukrainischen Erdgasmarktes hat stattzufinden, um den Bestimmungen des dritten Energiepakets der EU zu entsprechen. Bei der Umsetzung kommt es derzeit jedoch zu Verzögerungen.

4.5 Tarife an Einspeise- und Ausspeisepunkten

Die Transporttarife werden von der **Nationalen Regulierungsbehörde (NERC)**¹¹ bestimmt, bei der es sich um eine für den Bereich Energie und Versorgungswirtschaft zuständige Regierungsstelle handelt. Die Tarife werden für den Zeitraum von einem Jahr festgelegt und richten sich nach der Methode, die die NERC mit ihrem Beschluss *„Genehmigung der Methode zur Bestimmung und Berechnung der Erdgas-Transporttarife an unterschiedlichen Einspeise- und Ausspeisepunkten im Fernleitungsnetz“*¹² angenommenen hat.

Die Einspeise- und Ausspeisetarife werden von der Regulierungsbehörde basierend auf der Evaluierung der Konzessionsinhaber (derzeit lediglich der ukrainische FNB Ukrtransgaz) und gewisser, zweimal jährlich an die Regulierungsbehörde übermittelter Kennzahlen bestimmt und einmal jährlich veröffentlicht. Diese Kennzahlen sind:

- Abschreibungen auf Vermögenswerte (auf Grundlage ihres Werts am 30. Juni 2014)
- Prognostizierte Flüsse von Erdgastransit und -einfuhr
- Höhe der Kosten und Verluste für Betrieb und Materialien
- Preis von Erdgas für technische Zwecke
- Inflationsrate

Zur Bestimmung der Einspeise- und Ausspeisetarife verwendet die Regulierungsbehörde die folgenden Formeln:

11 – Nationale Regulierungsbehörde (NERC), offizielle Internetpräsenz unter: <http://www.nerc.gov.ua/>

12 – Beschluss „Genehmigung der Methode zur Bestimmung und Berechnung der Erdgas-Transporttarife an unterschiedlichen Einspeise- und Ausspeisepunkten im Fernleitungsnetz“; angenommen am: 30.09.2015; In Kraft ab: 26.11.2015 – verfügbar unter: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1388-15>

$$\text{Einspeise-punkttarif} = \frac{\left(\frac{\text{Prognostizierter Jahresbedarf} - \text{Prognostizierter Jahresmietbetrag für Transit} - \text{Nicht erstattete USt}}{\text{Prognostizierter Jahresbedarf}} \right) \times 1000}{\text{Prognostizierte gebuchte Jahreskapazität an den Einspeisepunkten}} \times \text{Koeffizient der für die Verteilung durch den FNB anfallenden Betriebskosten}$$

(1) Die Einspeisepunktarife sind an jedem Einspeisepunkt identisch.

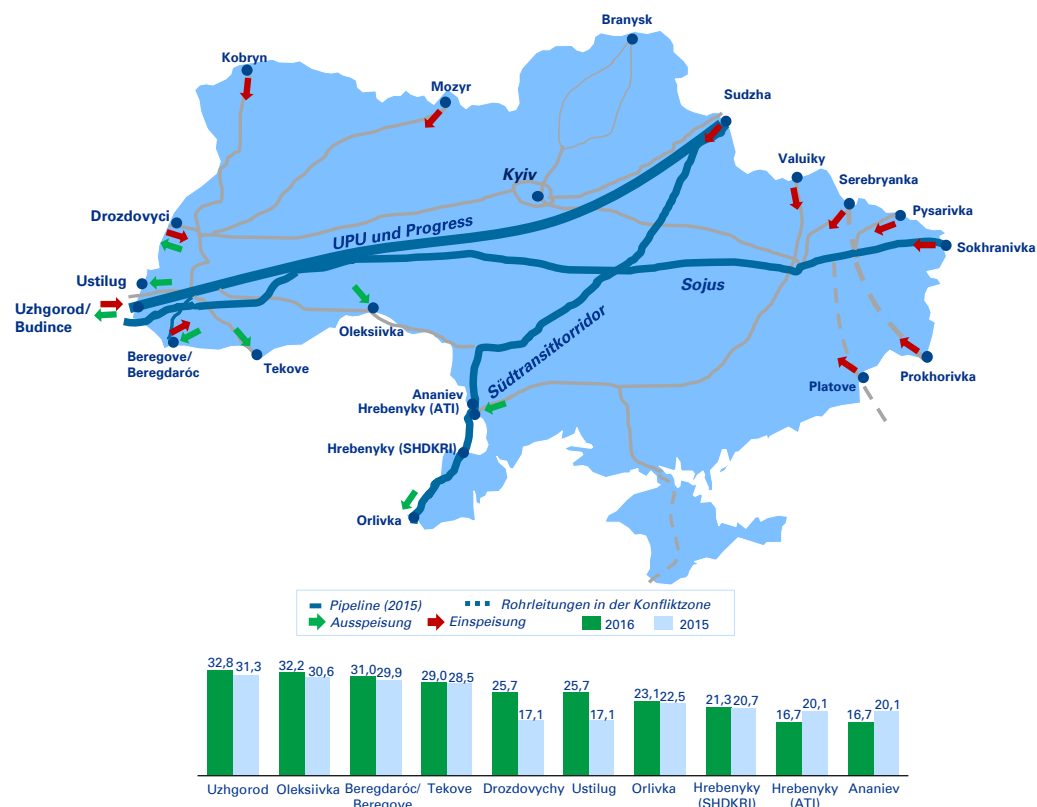
$$\text{Ausspeise-punkttarif} = \frac{\text{Spezialtarif für Transport von Erdgas über grenzüberschreitende Rohrleitungen} \times \text{Summe der Umsatzprognose für Route x im jeweiligen Jahr (1000 m}^3\text{/100 km/Jahr)}}{\text{Prognostizierte gebuchte Jahreskapazität am Einspeisepunkt}}$$

(2) Die Ausspeisepunktarife sind von Punkt zu Punkt verschieden.

Quelle: KPMG-Zusammenfassung basiert auf Erdgas-Transporttarifen von Ukrtransgaz, Naftogaz 2016, Zakon3 Rada: Tarifgesetz № 243 in Kraft ab 22.04.2015; Gesetz erlassen durch die ukrainische Nationale Regulierungsbehörde für die Energie- und Versorgungswirtschaft vom 29.12.2015 №3159.

Die Einspeisetarife des Transitnetzes sind einheitlich auf den Satz 12,5 USD pro 1000 m³ fixiert (einschl. 20 % USt).

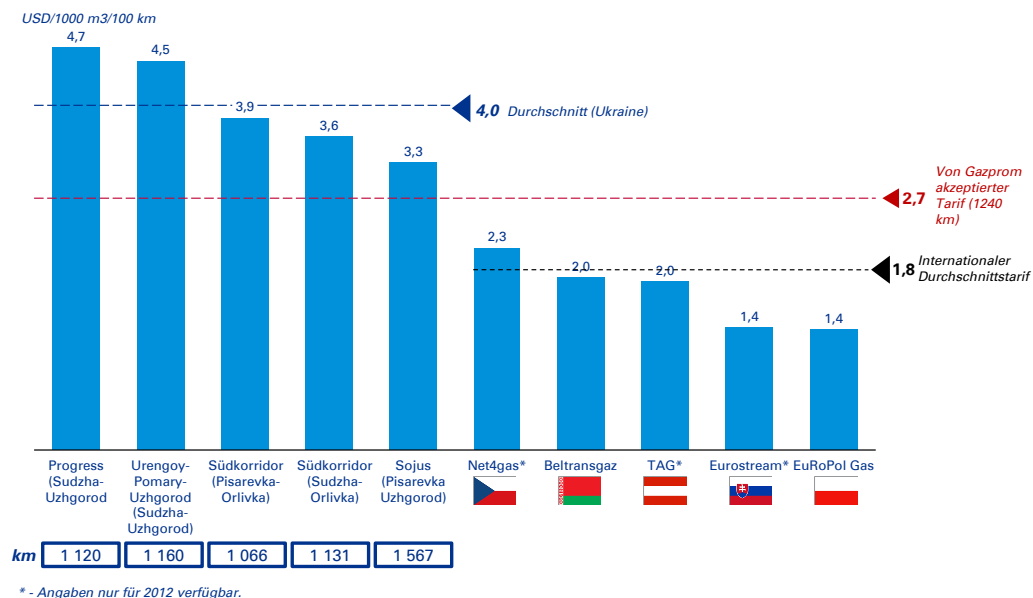
Einspeise- und Ausspeisetarife für das Fernleitungsnetz 2015 und 2016 (USD/1000 m³)



Quelle: KPMG-Zusammenfassung basiert auf Erdgas-Transporttarifen von Ukrtransgaz (2016), verfügbar unter: <http://utg.ua/utg/business-info/price-tariffs.html>

Verglichen mit 2015 sind die auf Einspeise-/Ausspeisepunkten basierenden Erdgas-Transporttarife im Jahr 2016 um nahezu 7 % angestiegen.

Transittarife für die Haupttransitlinien der Ukraine und der EU (USD pro 1000 m³ pro 100 km)



Source: KPMG-Schätzung basiert auf dem Bericht über die Evaluierung von Vermögenswerten, BT (1012); Erdgas-Transporttarife von Ukrtransgaz (2016); verfügbar unter: <http://utg.ua/utg/business-info/price-tariffs.html>; Experteninterview, Gesetz der Ukraine über den Rohrleitungstransport (1996), NERC-Verordnung über die Transittarife von Erdgas (2016)

Methode:

KPMG erstellte eine Schätzung der eventuellen Infrastrukturnutzungs-Transitgebühr für die spezialisierten Transitfernleitungen aufgrund der Summe aller Einspeise- und Ausspeisetarife, welche in der 2016 veröffentlichten Rechtsvorschrift der NERC angegeben werden (s. folgendes Diagramm: „Einspeise- und Ausspeisetarife im Fernleitungsnetz für 2015 und 2016 (USD/1000 m³)“) sowie aufgrund der von Ukrtransgaz auf ihrer Internetpräsenz veröffentlichten Länge der Rohrleitungen (verfügbar unter: <http://utg.ua/utg/gts/description.html>)

Die Verdichtergaskomponente des eventuellen neuen Gastarifs wurde aufgrund der Gebühr für die Kompressorgaskomponente geschätzt, die in der Oxford Study veröffentlicht wurde: 262,6 USD/Mio. m³ (verfügbar unter: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf> p.17.) sowie aufgrund des geschätzten Durchlaufs an den jeweiligen Transitleitungen von 2,1 % und 2,7 %.

Für die UPU, Sojus und Progress wurde ein Durchlauf von je 2,7 %, für den Südkorridor ein Durchlauf von 2,1 % zugrunde gelegt (verfügbar unter: Erdgas-Transporttarife von Ukrtransgaz (2016), verfügbar unter: <http://utg.ua/utg/business-info/price-tariffs.html>)

Die Fernleitungstarife wurden aufgrund des neu geschaffenen Einspeise-/Ausspeisetarifs für die Haupttransitleitungen berechnet: Progress, Urengoy-Pomary-Uzhgorod, Südkorridor und Sojus.

2016 kam es zu einer Änderung der Verordnung über die Einspeise-/Ausspeisetarife (stiegen zwischen 2015 und 2016 um fast 7 %), wonach der durchschnittliche Transittarif bei ca. 4 USD/1000 m³/100 km liegen sollte. Dies ist ein bedeutend höherer Wert (um 1,3 USD pro 1000 m³ pro 100 km) als der von Gazprom und Naftogaz in dem bis 2020 gültigen Transitvertrag vereinbarte aktuelle Tarif (2,7 USD pro 1000 m³ pro 100 km). Auch die neu bestimmten ukrainischen Tarife sind wesentlich höher als die internationale Vergleichsgröße (um ca. 2,2 USD pro 1.000 m³ pro 100 km).

5 Literaturhinweise

- 2011 Worldwide Pipeline Construction Report , Pipeline & Gas Journal (2011), Vol. 238(1), verfügbar unter: <http://www.pipelineandgasjournal.com/2011-worldwide-pipeline-construction-report?page=show>
9. Bericht der EGIG 1970–2013 (2015)
- Unfälle und sonstige Störfälle an den Rohrleitungen der PJSC „Ukrtransgaz“ 2015–2016, verfügbar unter: http://utg.ua/failures_ua.pdf
- Die Erdgasleitung Arad-Szeged wird am 29. Juli in Betrieb genommen; Communicate Wall-Street (2010), verfügbar unter: <http://www.wall-street.ro/articol/Economie/89545/Conducta-de-gaze-Arad-Szeged-va-fi-inaugurata-pe-29-iulie.html>
- Blue Stream Pipeline , Hydrocarbons-Technology (2016), verfügbar unter: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bluestream-pipeline/>
- Landesbericht (Ukraine), Energiegemeinschaft (2015), verfügbar unter: <https://www.energy-community.org/portal/page/portal/20A812F63665314AE053C92FA8C00236>
- Das Energiepotenzial der Ukraine (Elizabeth Havrylenko, Stellvertretende Direktorin der Abteilung für Außenhandelstätigkeit), Studie zu geologischen Rohstoffen und Bodenschätzen des Staates (2014), verfügbar unter: http://iccua.org/wp-content/uploads/2015/08/ENERGY_POTENTIAL_Of-UKRAINE.pdf
- Europe's Nabucco Pipeline Delayed Again , The New York Times (2011), verfügbar unter: http://www.nytimes.com/2011/05/10/business/global/10nabucco.html?_r=1
- FGSZ-Geschäftsbericht (2015)
- Gas Balances in Ukrainian Underground Storages , Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://naftogaz-europe.com/article/en/englstorage>
- Gas flow at entry and exit points of Ukrainian GTS in 2009-2015 (bcm) [Gasfluss an Ein- und Ausspeisepunkten des ukrainischen GTN zwischen 2009 und 2015 in Mrd.m³], Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/files/Activities/Gas-flow-via-Ukraine-2015.pdf>
- Gas Production by "Naftogaz of Ukraine" [Erdgasförderung der „Naftogaz aus der Ukraine“] (Mrd. m³), Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProductionbyNaftogazofUkraine>
- Gas Production in Ukraine , 2014-2015, Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProductioninUkraine20142015>
- Ausschreibungsbekanntmachung des Projekts „Wiederinstandsetzung, Generalüberholung und technische Neuausstattung der Haupterdgasleitung Urengoy-Pomary-Uzhgorod“, verfügbar unter: <http://www.ebrd.com/cs/Satellite?c=Content&cid=1395253599623&pagename=EBRD%2FContent%2FContentLayout&rendermode=preview%3Fsrch-pg>
- Unternehmenspräsentation, Burisma Holdings (2015), verfügbar unter: <http://burisma.com/about-us/>
- Unternehmenspräsentation, Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/2F6A8DAFC83F1A49C2257F9B0024168B?OpenDocument&Expand=1.1&>
- Zwischenfälle im Erdgasfernleitungsnetz, Ukrtransgaz (2016), verfügbar unter: http://utg.ua/failures_ua.pdf
- Aufruf zur Interessenbekundung des Projekts „Wiederinstandsetzung, Generalüberholung und technische Neuausstattung der Haupterdgasleitung Urengoy-Pomary-Uzhgorod“, verfügbar unter: <http://www.ebrd.com/cs/Satellite?c=Content&cid=1395253599623&pagename=EBRD%2FContent%2FContentLayout&rendermode=preview%3Fsrch-pg>
- Iran seeks to Build 4 billion Gas Pipeline to Europe [Iran strebt Bau einer Erdgasleitung nach Europa im Wert von 4 Mrd. an], Bloomberg (2008), verfügbar unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&refer=europe&sid=aez49fNjJoMU>

- Gesetz der Ukraine über den Rohrleitungstransport (1996), verfügbar unter: <http://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=952>
- Modernisierung des ukrainischen Erdgasfernleitungsnetzes – Ukrtransgaz (2015); verfügbar unter: <http://utg.ua/img/news/2015/04/modernUGS280420154.pdf>
- Naftogaz-Jahresabschluss (2015); verfügbar unter: http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz15_fsu_Stand_Alone_with_signatures.pdf
- Jahresstatistik Naftogaz (2015), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/AF9C268799B69AC5C2257EFB004AC76F?OpenDocument&year=2015&month=11&nt=News&>
- Naftogaz-Entflechtungsplan beschlossen (Vitaliy Rachenko), CMS – Law Now – Ukraine (2016), verfügbar unter: <http://www.cms-lawnow.com/ealerts/2016/07/ukraine-naftogaz-unbundling-plan-adopted>
- Natural gas information 2016 edition [Erdgasinformationen, Ausgabe 2016] (IEA-Datenbank-Dokumentation), IEA (2016), verfügbar unter: http://wds.iea.org/wds/pdf/Gas_documentation.pdf
- Erdgas in der Ukraine. Ressourcen und nachgewiesene Vorkommen. (Ресурси і розвідані запаси. природний газ в Україні традиційні джерела), NADRA Group (2010), verfügbar unter: http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo_Zagorodniuk_Presentation_Ua.pdf
- Naftogaz expects Stockholm arbitration ruling on Gazprom dispute by mid-2017 , N. Tkachenko für UNIAN (2016); verfügbar unter: UNIAN: <http://www.unian.info/economics/1453108-naftogaz-expects-stockholm-arbitration-ruling-on-gazprom-dispute-by-mid-2017.html>
- NERC-Verordnung über die Transittarife von Erdgas, Parlament (Rada) der Ukraine (2015), verfügbar unter: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1388-15>; <http://www3.nerc.gov.ua/index.php?id=10747>
- New step towards the implementation of the Arad-Szeged pipeline , FGSZ (2009), verfügbar unter: <https://fgsz.hu/en-gb/media/hirek/ujabb-lepes-az-arad-szeged-vezetek-megvalositasaert>
- Nuclear Power in Ukraine , Länderprofil, WNA (2016); verfügbar unter: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/ukraine.aspx>
- Öl und Gas 2014, Epravda (2015), verfügbar unter: <http://www.epravda.com.ua/columns/2015/02/3/525569/>
- Auf dem Weg zum Energiebinnenmarkt“ – Shaukat, A. (2011), Präsentation von Mott McDonald auf der EU-Ukraine-Konferenz, September 2011, Brüssel, Belgien.
- Pipelines and offshore facilities , NPD (2009), verfügbar unter: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/3%20-%20Publications/Facts/Facts2009/Chapters/Kap15.pdf>
- Putin brings forward South Stream gas pipeline build , BBC News (2011), verfügbar unter: <http://www.bbc.com/news/world-europe-16367396>
- Putin opens Nord Stream Baltic gas pipeline to Germany , BBC News (2011), Available at: <http://www.bbc.co.uk/news/world-europe-14803065>
- Bericht über die Evaluierung von Vermögenswerten, BT (2012)
- Bericht über die Tätigkeit der Nationalen Regulierungsbehörde für die Energie- und Versorgungswirtschaft, NERC (2015)
- Russia set to build Nord Stream pipeline in Baltic, BBC News (2010) , verfügbar unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8512290.stm>
- Sicherheit von Gasfernleitungen – das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung (2011; 2013; 2015), verfügbar unter: https://www.din-verlag.de/media/content/3R/PDF/PDF_NR_DVGW.pdf?xaf26a=d7b9fb4e000bf6c72783658bf859557c
- Life extension for South Ukraine unit 1 – World Nuclear News, veröffentlicht am 10. Dezember 2013. Verfügbar unter: <http://www.world-nuclear-news.org/RS-Life-extension-for-South-Ukraine-1-1112137.html>

Spezialinterview zur Studie von Mott MacDonald über Verbesserungen der ukrainischen Gasinfrastruktur im Jahre 2011 (geführt am 08.08.2016);

Stellungnahme zur Sicherheit der Energieversorgung der Ukraine – Ministerium für Energie und Kohleabbau, Januar (2012), verfügbar unter: https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/1676177/0633975ABAE57B9CE053C92FA8C06338.PDF

The Ukrainian residential gas sector: a market untapped“ (Piotr Rozwalka, Hannes Tordengren), The Oxford Institute for Energy Studies (Juni 2016)

The Western European Gas Market (Bertrand Rossert) , Europäische Investitionsbank (1996), verfügbar unter: http://www.eib.org/attachments/pj/western_european_gas_market_en.pdf

Transgaz-Geschäftsbericht (2015)

UEFN, vordringliche Ziele, Modernisierung und Wiederinstandsetzung, Energiecharta-Konferenz (Juni 2009), verfügbar unter: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Presentations/CBP-Ukraine_GTS.pdf

Ukraine under fire over gas group revamp , Naftogaz (2016) und Financial Times (2016), verfügbar unter: http://naftogaz-europe.com/article/en/gasgrouprevamp;_ <https://www.ft.com/content/89a349a4-7da2-11e6-8e50-8ec15fb462f4>

Ukrainian Gas Transmission System Renovation Project: Reliability and Efficiency of Gas Transit to Europe [Projekt zur Erneuerung des ukrainischen Erdgasfernleitungsnetzes: Zuverlässigkeit und Effizienz des Gastransits nach Europa:] – Igor Lochman (Leitender Ingenieur von Ukrtransgaz), veröffentlicht im Mitteilungsblatt von Ukrtransgaz (2013); verfügbar unter: www.irbis-nbuv.gov.ua

Ukrnafta-Experteninterview

Ukrstat-Energiebilanz der Ukraine (2010-2015), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>

Ukrstat-Daten zum BIP und Ukrstat-Daten zur Energiebilanz (2010-2015), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>

Statistische Übersicht von Ukrstat (2016), verfügbar unter: <http://www.ukrstat.gov.ua/>

Ukrtransgaz-Geschäftsbericht (2014)

Ukrtransgaz-Geschäftsbericht (2015)

Erdgas-Transporttarife von Ukrtransgaz (2016), verfügbar unter: <http://utg.ua/utg/business-info/price-tariffs.html>

Ukrtransgaz-Publikation über Zwischenfälle im Fernleitungsnetz („У 2015 році кількість відмов на магістральних газогонях України зменшилась на 21%“ Veröffentlicht am 15. Juni 2016)

Produzenten von Öl und Gas in der Ukraine, Antikor (2014), verfügbar unter: http://antikor.com.ua/articles/15289-hto_vidobuvaje_gaz_i_naftu_v_ukrajini._chastina_1 (Teil 1), http://antikor.com.ua/articles/15826-hto_vidobuvaje_gaz_i_naftu_v_ukrajini._chastina_2 (Teil 2)

Großhandelsgas, Naftogaz (2016), verfügbar unter: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/0BB987F47871C2D1C2257F1D003064D6?OpenDocument&Expand=1.6&>

Bericht „Why Europe should support reform of the Ukrainian gas market- or risk a cut-off“ [Warum Europa die Reform des ukrainischen Gasmarktes unterstützen muss, da es andernfalls eine Energieabschaltung riskiert], ECFR (2014); verfügbar unter: http://www.ecfr.eu/page/-/ECFR113_UKRAINE_BRIEF_131014_SinglePages.pdf

Datenbank der Weltbank (2016), verfügbar unter: http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=UA&name_desc=true

Erdgasleitung Yamal-Europa, Russland, Hydrocarbons-Technology (2016), verfügbar unter: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/yamal-europegaspipe/>