



Franz Till, BSc

Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Ukraine und Moldawien

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom- Ingenieur

Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Begutachter

Assoc. Prof. Dipl.-Ing.-Dr. techn. Udo Bachhiesl

Betreuer

Mag. Gerald Feichtinger

Institut für Elektrizitätswirtschaft und

Energieinnovation

Graz, 20.04.2017

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Danksagung

Ich möchte mich bei Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing Mag.rer.soc.oec. Dr. techn. Heinrich Stigler dafür bedanken, dass ich, an dem von Ihm geführten Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz meine Masterarbeit verfassen konnte.

Des Weiteren möchte ich mich bei Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die hervorragende Betreuung bedanken und auch bei Mag. Gerald Feichtinger, welcher immer äußerst hilfreich und kompetent zur Seite stand. Ein Dank gilt auch allen Mitarbeitern des Institutes und anderen Diplomanden, die ein angenehmes Umfeld für das Verfassen der Arbeit ermöglicht haben.

Vor allem richtet sich mein Dank an meine Familie und Freunde für ihre Unterstützung während meines Studiums.

Ein ganz herzliches Dankeschön gehört meiner Freundin Michaela für ihr Verständnis und ihre Unterstützung während dem Verfassen dieser Arbeit.

Kurzfassung

Im Rahmen dieser Masterarbeit wurde eine elektrizitätswirtschaftliche Analyse der beiden Länder Ukraine und Moldawien durchgeführt. Diese elektrizitätswirtschaftlichen Systeme wurden nach gründlicher Recherche als Modell abgebildet und in das Simulationsprogramm ATLANTIS integriert. Anschließend wurden ausgewählte Szenarien simuliert und analysiert. Dadurch wird ein besseres Verständnis über die elektrizitätswirtschaftlichen Gegebenheiten der beiden Länder vermittelt. Nach der Simulation wird dann mithilfe der gewonnenen Daten der Simulation eine wirtschaftliche Analyse des Elektrizitätssystems der beiden Länder durchgeführt. Um ein bestmögliches Verständnis zu schaffen, ist die Arbeit, in einen theoretischen und einen praktischen Teil gegliedert.

Der theoretische Teil umfasst die ersten drei Kapitel. So wird im ersten Kapitel die historische Ausgangslage der beiden Länder analysiert, beginnend mit dem Zerfall der Sowjetunion bis heute. In den darauffolgenden beiden Kapiteln werden dann jeweils für die Ukraine und Moldawien die wirtschaftlichen und auch elektrizitätswirtschaftlichen Gegebenheiten beschrieben. Dabei wird näher auf den Aufbringungssektor, das Netz, die Verbraucherseite und anschließend den Elektrizitätsmarkt eingegangen.

Anhand der dadurch gewonnenen Informationen wird in Kapitel 4 ein möglichst realitätsnahes Modell vorgestellt. Dieses Modell ist ein Abbild der tatsächlichen Gegebenheiten und es werden Untersuchungen in Form von Szenarien im Hinblick auf die zukünftige technische als auch wirtschaftliche Entwicklung und mögliche Schwachstellen durchgeführt.

Abstract

Within the scope of this master thesis an analysis of the electricity economics of Ukraine and Moldova was carried out. These systems were modeled after thorough research, and integrated into the simulation program ATLANTIS, after which certain scenarios were simulated and analyzed. This should give a better understanding of the electricity economics of the two countries. The work is divided into a theoretical and a practical part.

The theoretical part includes the first three chapters. Thus the first chapter analyzes the historical situation of the two countries, beginning with the disintegration of the former Soviet Union to this day. In the next two chapters, the economic and also the electricity-economic conditions are described for Ukraine and Moldova. In this context, attention will be paid to the field of production, the network, the consumer side and the electricity market.

On the basis of the information obtained, a model as realistic as possible is presented in the fourth chapter. This model is intended to provide a true-to-life picture of the actual situation in order to enable investigations with regard to the future technical and also economical development and potential problems.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	8
1.1	Ausgangslage.....	8
1.1.1	Machbarkeitsstudie der Synchronisierung mit dem ENTSO-E Netz....	10
1.2	Ziel der Arbeit und methodische Vorgangsweise	10
2	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Ukraine	12
2.1	Energiewirtschaftliche Grundlagen zur Ukraine	12
2.1.1	Geografie und Gliederung.....	12
2.1.2	Bevölkerung	14
2.1.3	Wirtschaftsstruktur	15
2.1.4	Institutionen der Energiewirtschaft	18
2.1.5	Aktuelle Energiestrategien	19
2.2	Analyse des Aufbringungssektors	21
2.2.1	Kernenergie.....	23
2.2.2	Thermische Kraftwerke	24
2.2.3	Wasserkraftwerke	26
2.2.4	Erneuerbaren Energien	27
2.3	Das Elektrizitätsnetz.....	31
2.3.1	„Burshtyn Island“ - Ukraine West	36
2.4	Die Verbraucherseite.....	37
2.4.1	Export.....	39
2.5	Der Elektrizitätsmarkt	41
2.5.1	„Single-Buyer“- Modell	41
2.5.1	Elektrizitätsmarkt-Reform	42
2.6	Gaswirtschaftlich relevante Aspekte.....	44
3	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Moldawien	49
3.1	Energiewirtschaftliche Grundlagen.....	49
3.1.1	Geografie und Gliederung.....	49
3.1.2	Bevölkerung	50
3.1.3	Wirtschaftsstruktur	51
3.1.4	Institutionen der Energiewirtschaft	52
3.1.5	Aktuelle Energiestrategien	53
3.2	Analyse des Aufbringungssektors	54
3.2.1	Thermische Kraftwerke	55

3.2.2	Wasserkraftwerke	56
3.2.3	Erneuerbare Energien.....	57
3.3	Das Elektrizitätsnetz.....	58
3.4	Die Verbraucherseite.....	60
3.5	Der Elektrizitätsmarkt	62
3.6	Gaswirtschaftlich relevante Aspekte.....	63
4	Szenario-Analyse zur Elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung der Länder Ukraine und Moldawien	67
4.1	Das Simulationsmodell ATLANTIS.....	67
4.2	Beschreibung der methodischen Vorgangsweise.....	68
4.3	Stand-Alone Simulation	69
4.3.1	Stand-Alone-Szenario ohne Verbrauchsanstieg	77
4.3.2	Szenario mit 1% Verbrauchsanstieg	103
4.3.3	Szenario mit Verbrauchsanstieg gemäß der Energiestrategie	115
4.4	Europäisch gekoppelte Simulation	136
4.4.1	Gekoppeltes Szenario ohne Verbrauchszuwachs.....	137
5	Zusammenfassung	140
6	Verzeichnisse	142
6.1	Literaturverzeichnis	142
6.2	Abbildungsverzeichnis.....	146
6.3	Tabellenverzeichnis.....	151
7	Anhang.....	152

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Nach dem Zerfall der Sowjetunion gelang es unter anderem auch den Ländern Ukraine und Moldawien staatliche Unabhängigkeit zu erlangen.

So kam es beispielsweise in der Ukraine im August 1991 erstmals zu einer formalen Unabhängigkeitserklärung, welche dann im Dezember desselben Jahres noch durch ein Referendum bestätigt wurde. Am ersten Dezember 1991 sprachen sich 92,3 %¹ der Wahlberechtigten für die Unabhängigkeit ihres Landes aus. Noch im selben Jahr wurde die Ukraine von 68 Staaten als souveränes unabhängiges Land anerkannt. Der Versuch das Land in der GUS (Gemeinschaft unabhängiger Staaten) mit anderen ehemaligen Sowjetländern in einem Arbeitsverbund zusammenzufassen funktioniert nur vorerst, denn die Ukraine zog sich immer mehr auch aus diesem Bund zurück. Bereits 1991 hat die EU mit einer Hilfszahlung von einer Milliarde Euro die Ukraine wirtschaftlich unterstützt. Neben dem TACIS (Technical Assistance to the Commonwealth of Independent States), welches ein Finanzierungs- Instrument für technische Unterstützung ist, gab es auch das „Fuel-Gap“- Programm. Dieses Programm deckt die Kosten, die der Ukraine bei Einfuhr zusätzlicher Brennstoffe für die Produktion von elektrischer Energie entstehen um den zuvor produzierenden Tschernobyl-Reaktor zu ersetzen.

Nach der „Orangen Revolution“², einer eigentlich friedlichen Bewegung, welche ausgelöst wurde durch Wahlfälschung, hat sich der politische Fokus der Ukraine eindeutig weg von Russland und hin zur EU bewegt. Noch im März 2005 hielt der dann in der Wahlwiederholung gewählte Präsident Viktor Juščenko eine Rede vor der parlamentarischen Versammlung des Europarates in Straßburg. In dieser Rede sprach er davon, dass eine Westorientierung und die damit verbundene Mitgliedschaft in der europäischen Union die langfristigen Ziele der Ukraine seien.

Zahlreiche politische Experten gingen davon aus, dass diese Annäherungen an die EU auch einer der Gründe für den „Russisch-Ukrainischen“- Gasstreit vom März 2005 sei. In diesem stellte Russland im Januar 2006 Gasimporte in die Ukraine ein, da sich die Ukraine weigerte neue Zahlungs- und Lieferbedingungen von Russland anzunehmen. Dies führte weiters auch zu einigen Lieferengpässen in europäische Länder. Erstmals seit langem wurde den europäischen Staaten die Wichtigkeit der Ukraine für eine funktionierende Gasversorgung deutlich vor Augen geführt.

Obwohl großes Interesse der Ukraine für eine Vollmitgliedschaft herrscht, bietet die Europäische Union der Ukraine lediglich eine Ost-Partnerschaft und keinen Status als Vollmitglied an, so wie es die EU bereits mit fünf anderen ehemaligen Sowjet-Republiken gemacht hat. Diese Partnerschaft wurde dann im Jahr 2009 beschlossen.

Seit 15.12.2010 ist die Ukraine auch Mitglied der Energy Community, welche eine internationale Organisation ist. Diese Organisation vereint die Staaten der Europäischen Union und einige Dritt-Länder miteinander, um den Energiemarkt Europas zu erweitern und zu optimieren.

¹ (www.archives.gov.ua, 1991)

² (Lindner, 2006)

Im März 2012 wollte sich die Europäische Union durch Ratifizierung des „Assoziierungs- und Freihandelsabkommen“ weiteren Einfluss in der Entwicklung der Ukraine sichern. Dieses Abkommen sorgte für politische Unruhen zwischen pro-europäischen und russischen Anhängern im ganzen Land, besser bekannt unter dem Begriff Euromaiden.

2014 kam es zu Präsidentschaftswahlen in welchen die pro-europäischen Kandidaten als stärkste Kraft hervorgingen. Seit diesem Zeitpunkt ist Petro Porošenko Präsident, welcher dann schlussendlich das „Assoziierungsabkommen zwischen der Europäischen Union und der Ukraine“ am 27.Juni 2014 unterzeichnet³. Das Abkommen über den Freihandel ist im Jahr 2016 in Kraft getreten.

Seit dem Februar 2014 herrscht in der Ostukraine ein andauernder bewaffneter Konflikt zwischen pro-russischen und ukrainischen Truppen. Diese Krise führte zu einer politisch verdeckten Intervention Russlands auf der Krim, im Verlauf welcher die Halbinsel annektiert wurde. Dieser Konflikt im Osten hat neben gravierenden politischen auch energiepolitische Auswirkungen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden und konnten diese unsicheren Gegebenheiten und dessen Auswirkungen nicht berücksichtigt werden.

Moldawien auf der anderen Seite ist nach dem Zerfall der Sowjetunion, seit 1991 eine unabhängige Republik. Wie auch die Ukraine wurde sie 1992 Mitglied der GUS als auch der UNO. Gegen den Zusammenschluss zum benachbarten Rumänien sprachen sich 1993 90% aus. Die Wirtschaft Moldawiens litt wie die der Ukraine sehr unter dem Zusammenbruch der Märkte der ehemaligen Ostblock-Länder. Aus diesem Grund wurde 1994 ein Partnerschafts- und Kooperationsabkommen mit der EU unterzeichnet um die wirtschaftliche Zusammenarbeit und den Handel auszubauen. Im selben Jahr trat auch eine neue Verfassung in Kraft, welche Neutralität, ein gutes Verhältnis zu Russland, Rumänien und der Ukraine festlegte. 1995 wurde das Land 35. Mitglied im Europarat und erhielt vom Internationalen Währungsfond (IWF) einen Kredit von rund 300 Millionen Dollar.

Seit der EU-Osterweiterung im Jahr 2004 liegt Moldawien direkt an der Außengrenze der Europäischen Union, welches ein Anlass für die Gründung der Europäischen Nachbarschaftspolitik, kurz ENP, war. Zu dessen Mitgliedern zählt auch die Ukraine. Diese Organisation hat es sich zur Aufgabe gemacht die wirtschaftliche, politische und kulturelle Zusammenarbeit zu fördern. Sie soll Ländern ohne Perspektive auf Beitritt einen Anreiz auf Modernisierung geben.

Des Weiteren ist Moldawien genau wie die Ukraine Teil der EUBAM (European Union Border Assistance Mission to Moldova and Ukraine), welche seit 2005 besteht und in der die Europäische Union die beiden Ländern bei der Überwachung der gemeinsamen Grenze unterstützt.

Auch Moldawien ratifizierte am 2. Juli 2014 zur stärkeren Zusammenarbeit mit der EU ein wirtschaftliches und politisches Assoziierungsabkommen.⁴

Es ist leicht ersichtlich, dass beide Länder eine tiefgreifende Verbindung mit der Europäischen Union besitzen, welche auch mit einigen Verträgen und Abkommen beurkundet ist.

Doch nicht nur politisch auch wirtschaftlich und vor allem energiewirtschaftlich sind beide Länder von sehr großer Bedeutung für die Europäische Union. Neben der

³ (Assoziierungsabkommen Ukraine, 2014)

⁴ (Assoziierungsabkommen Moldawien, 2014)

Bedeutung für die Gasversorgung Europas vor allem als Transitland gewinnt die Ukraine auch aus Elektrizitätswirtschaftlicher Sicht an Bedeutung, das wird beispielsweise durch die Aufnahme der beiden Länder in die Energy Community unterstrichen.

1.1.1 Machbarkeitsstudie der Synchronisierung mit dem ENTSO-E Netz

Es ist also kaum verwunderlich, dass der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) bestrebt ist, die Aufnahme der Energieversorger dieser beiden Länder zu prüfen⁵. Momentan sind die größten Teile der Ukraine und ganz Moldawien Teil des IPS/UPS- Verbundsystem- Netzes, welches hauptsächlich aus den Ländern der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS), also ehemaligen Ländern der Sowjetunion besteht. Aus diesem Grund wurde ein Konsortium geformt aus Übertragungsnetzbetreibern, welche alle Mitglieder der ENTSO-E sind, die eine Machbarkeitsstudie durchführten zur Realisierung der Anbindung der Länder Ukraine und Moldawien an das Kontinental-Europäische-ENTSO-E-Netze. Hauptaugenmerk dieser Studie liegt dabei in der technischen, organisatorischen und rechtlichen Realisierbarkeit der Synchronisierung mit dem ENTSO-E Netz. Hauptbedingung hierbei ist es die Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten. Die Studie wird alle technischen, rechtlichen und betrieblichen Anforderungen für die volle Integration der ukrainischen und moldawischen Energienetze definieren. Diese Studie wird allerdings nur die erste Phase des Verbundprojektes sein. Nach Auswertung der Ergebnisse durch die zuständigen ENTSO-E Gremien und bei wirtschaftlicher Sinnhaftigkeit wird es als nächsten Schritt zu Verbindungsvereinbarungen zwischen der ENTSO-E und den Netzbetreibern der beiden Länder kommen. Das Endziel ist der endgültige dauerhafte synchrone Betrieb von Ukraine, Moldawien und Kontinental-Europa. Die Studie wurde Anfang 2016 abgeschlossen, wobei die Machbarkeit positiv bewertet wurde⁶. Vom statischen Blickwinkel ist die Synchronisation der beiden Länder, wenn die geplante Infrastruktur gebaut wird, ab 2020 möglich. Von der dynamischen Sicht ist die Realisierung momentan noch nicht möglich da gewisse technische Voraussetzungen nicht erfüllt werden. Die Kopplung würde zu Instabilitäten führen, verursacht vor allem durch ungenügende Dämpfung von niedrigen Frequenzen in ukrainischen Großkraftwerken. Es fehlt momentan technisch noch an Frequenzregelung, dem Echtzeitbetrieb und speziellen Schutzsystemen.⁷

1.2 Ziel der Arbeit und methodische Vorgangsweise

Die Zielsetzung dieser Masterarbeit liegt in der Analyse des ukrainischen und moldawischen Elektrizitätsmarktes mit besonderer Fokussierung auf wirtschaftliche und technische Merkmale. Neben der Bedeutung für die Gasversorgung Europas, vor allem als Transitland, gewinnen die Ukraine und Moldawien auch aus Elektrizitätswirtschaftlicher Sicht an Bedeutung. Um diese Bedeutung hervorzuheben ist es erforderlich die Elektrizitätswirtschaftliche Struktur zu analysieren. Um einen Überblick über die beiden Länder zu geben, sollen diese Länder anhand der recherchierten Daten möglichst realitätsnah abgebildet werden.

⁵ (Project Implementation -Feasibility Study on Synchronous Interconnection of, 2014)

⁶ (Prospects for Ukraine and Moldova Synchronisation, 2016)

⁷ (CNTEE Transelectrica, 2016)

Im ersten Kapitel dieser Arbeit wird die Ausgangslage dieser beiden Länder analysiert. Beginnend mit dem Zerfall der Sowjetunion, wird beschrieben wie sich diese beiden Länder wirtschaftlich und politisch immer mehr an die Europäische Union annähern.

Nach der Analyse der Ausgangslage, wird dann im zweiten Kapitel auf die Elektrizitätswirtschaft der Ukraine eingegangen. Beginnend mit einer kurzen Einleitung in der auch grundlegende Eigenheiten der Ukraine beschrieben werden, werden dann der Aufbringungssektor, das Netz, die Verbraucherseite und anschließend der Elektrizitätsmarkt analysiert. Zu den grundlegenden Eigenheiten zählt neben den geografischen und demografischen Eigenheiten des Landes auch die aktuelle wirtschaftliche Situation. Wenn man von der Ukraine und der Wichtigkeit für Europa spricht, darf man dabei natürlich nicht die gaswirtschaftlich relevanten Aspekte vergessen, aus diesem Grund gibt es anschließend ein eigenes Unterkapitel welches sich mit Akteuren, Leitungen, Speicher und aktuellen Projekten der Gaswirtschaft beschäftigt.

Kapitel drei befasst sich dann mit Moldawien. Im Vergleich zur Ukraine hat dieses Land einen Bruchteil der Fläche und der Einwohner. Nichtsdestotrotz werden auch hier ausführlich die wirtschaftlichen, geografischen und demografischen Gegebenheiten analysiert. Bevor es dann auch hier zur Darstellung der Elektrizitätswirtschaft kommt, bestehend aus Erzeugungssituation, Netzen, Verbraucher und dem Elektrizitätsmarkt. Auch für die Republik Moldau wird die aktuelle gaswirtschaftliche Situation in einem eigenen Unterkapitel aufbereitet.

Im vierten Kapitel werden dann die Daten, welche in den vorigen beiden Kapiteln generiert wurden, in einem Modell zusammengefasst und es wird eine Szenario-Analyse mithilfe des am Institut zur Verfügung stehenden Simulationsprogrammes ATLANTIS zur elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung der Ukraine Moldawien durchgeführt. Neben einer technischen wurde auch eine wirtschaftliche Analyse der beiden Länder durchgeführt.

Die im Rahmen dieser Masterarbeit simulierten Szenarien wurde mithilfe des Simulationsprogramms ATLANTIS⁸ nach gründlicher Recherche und unter Anleitung von Herrn Mag. Feichtinger und Dr. Udo Bachhiesl durchgeführt. Die in dieser Masterarbeit abgebildeten Grafiken der Simulationen, darunter Objektübersichten, Lastfluss-Abbildungen, Differenz-Abbildungen und Zonenpreis-Grafiken wurden mithilfe des VISU-Tools⁹ dargestellt.

⁸ (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Feichtinger, 2015)

⁹ (Feichtinger, Nischler, Bachhiesl, & Stigler, 2015)

2 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Ukraine

2.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen zur Ukraine

2.1.1 Geografie und Gliederung

Die Ukraine ist flächenmäßig das zweitgrößte Land Europas und verfügt über eine Bevölkerung von 45,6 Millionen Einwohner.¹⁰ Das Land ist strategisch äußerst interessant gelegen, so grenzt es im Nordosten an Russland, im Norden an Weißrussland, an Polen, die Slowakei und Ungarn im Westen, sowie im Südwesten an Rumänien und Moldawien. Des Weiteren liegt im Südwesten das Schwarze Meer und das Asowsche Meer im Süden (siehe Abbildung 1). Wie schon im ersten Kapitel erwähnt ist die Ukraine seit Zusammenbruch der Sowjetunion 1991 eine unabhängige Republik mit der Hauptstadt Kiew. Der Staat wird in 24 Oblasten und zwei Städte mit außerordentlichem Status eingeteilt. Der Hauptteil der Oblaste trägt immer den Namen ihrer Hauptstadt, die offiziell unter dem Begriff „Oblast Zentrum“ bekannt ist. Meist ist ein solches Oblast Zentrum auch die meistentwickelte und größte Stadt der Oblast. Die oben genannten Städte mit besonderem Status sind Kiew und Sewastopol, diese werden von der Regierung in Kiew direkt verwaltet. Außerdem hat auch die autonome Republik Krim einen besonderen Status. Sie ist zwischen Russland und der Ukraine eine umstrittene Gebietskörperschaft. Aus Sicht der Ukraine und von internationaler Seite ist sie Teil der Ukraine, aus russischer Sicht ein Föderations-Subjekt Russlands.

Neben den Oblasten wird die Ukraine in zweiter Ebene weiter in kleinere Rajone unterteilt. So kamen im Jahr 2006 auf 24 Oblaste insgesamt 490 Rajone.



Abbildung 1: Ukraine und ihre Nachbarländer¹¹

¹⁰ (Human Development Report Office, 2016)

¹¹ (<https://www.welt-atlas.de/>, 2016)

Die 24 Oblaste sind auch gleichzeitig Äquivalente der NUTS2-Ebenen¹² (Nomenclature des unités territoriales statistiques). Diese Ebenen dienen der hierarchischen Systematik der räumlichen Bezugseinheiten (siehe Abbildung 2), welche später in der Modellbildung noch von Interesse sein werden.

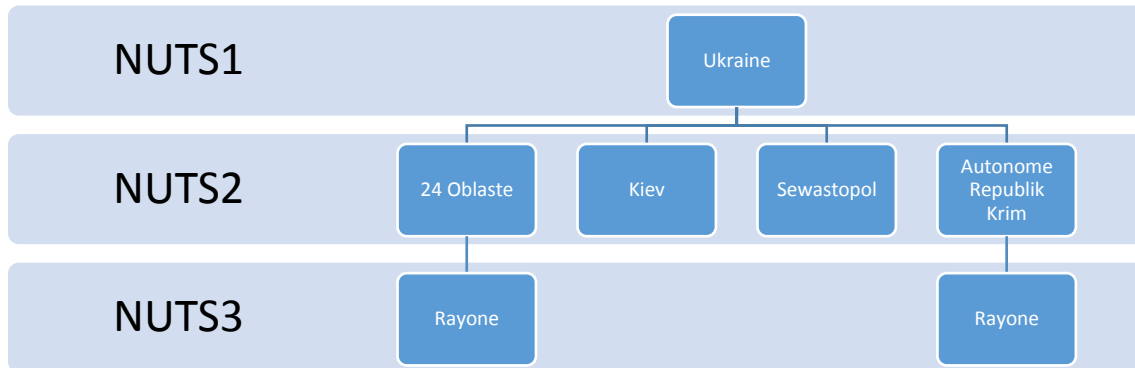


Abbildung 2: Gliederung der territorialen Administration¹³

Es liegen 95% der Fläche auf dem Gebiet der osteuropäischen Ebene, deswegen wird das Land meist hauptsächlich zu Osteuropa gezählt. Die anderen 5% teilen sich auf in Mitteleuropa, zu welchen wiederum die Karpaten und das Oblast Lwiw zählen und in Südosteuropa wie Odessa und die Halbinsel Krim.

Die Landesfläche unterteilt sich folgendermaßen: Wald ca.16%, Landwirtschaft ca. 54% und Weideflächen 20%. Die Ukraine variiert wie kein anderes Land von Region zu Region. Der Großteil der Fläche liegt auf der europäischen Ebene, während Teile der westlichen Regionen und südlichen Regionen innerhalb des Alpensystems liegen. Grundsätzlich vereint die Ukraine zwei vorherrschende Biome, (=Ökosysteme) auf der Erdoberfläche: Mischwald in Richtung der Mitte des Kontinents und Steppe in Richtung der Schwarzmeeranrainer.

Die westlichen Regionen verfügen über einen Abschnitt der Karpaten, die Ostkarpaten. Der höchste Gipfel ist Hoverla, der 2.061 Meter hoch ist. Berge sind auf den Westen und der Südspitze der Ukraine beschränkt.

Der größte Teil des ukrainischen Gebietes wird durch die steppenartige Region nördlich des Schwarzen Meeres eingenommen. Der Hauptteil der Ukraine besteht aus fruchtbaren Ebenen oder Steppen und Hochebenen wie man folgender Abbildung entnehmen kann (Abbildung 3).

¹² (National Academy of Science of Russia, 2013, S. 18)

¹³ (National Academy of Science of Russia, 2013, S. 18)

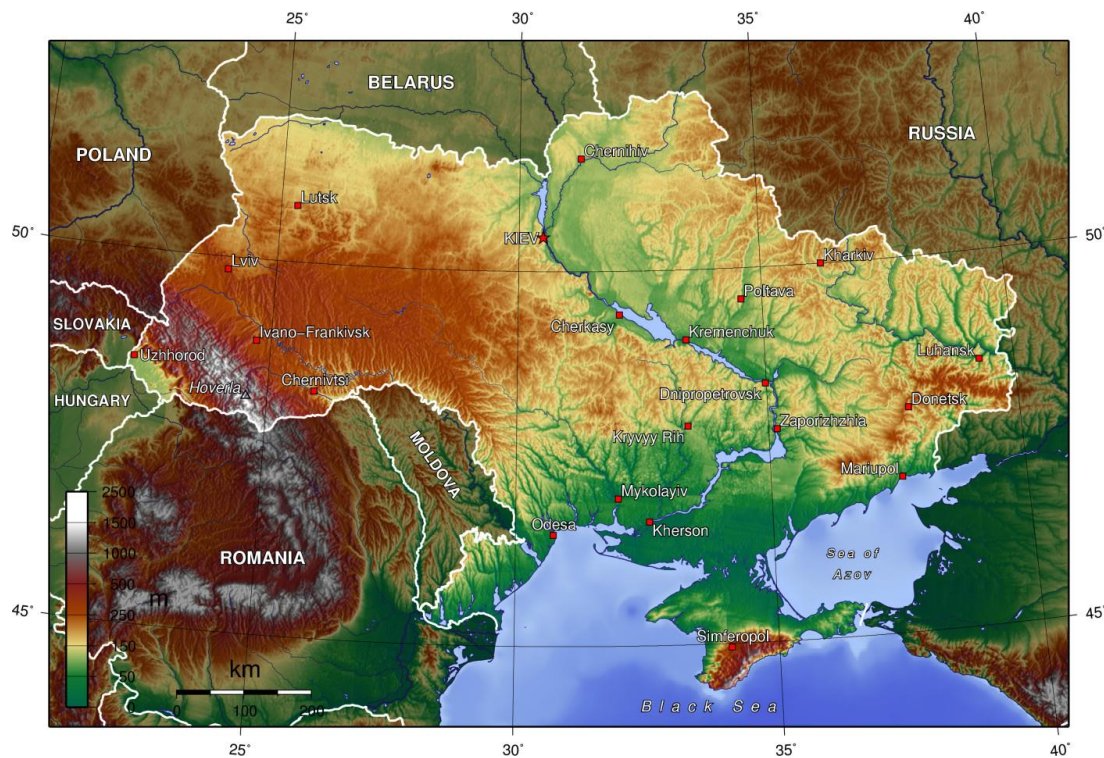


Abbildung 3: Topografie der Ukraine¹⁴

Die klimatischen Bedingungen sind jenen in Deutschland ähnlich, allerdings ist das ukrainische Klima um einiges kontinentaler. Die Durchschnittstemperaturen liegen im Winter (Jänner) zwischen -8°C im Osten und 4°C im Westen und in den Sommermonaten (Juli) zwischen $+23^{\circ}\text{C}$ im Osten und 17°C im Westen.¹⁵

2.1.2 Bevölkerung

Gemäß der letzten Volkszählung lebten 2001 48,45 Millionen Menschen in der Ukraine. Seit Jahren hat das Land mit einem Bevölkerungsrückgang zu kämpfen. Im Jahr 2015 betrug das Bevölkerungswachstum $-0,64\%$ (gemäß CIA World Factbook.) Daher beläuft sich die Einwohnerzahl 2014 auf nur mehr 44,29 Mio..20% der Bevölkerung ist über 60 Jahre alt und zählt damit zu einem der Länder mit der stärksten ausgebildeten Altersstruktur.

Ethnisch ist die Ukraine, trotz ihrer Größe relativ homogen zusammengesetzt. So sind 78% Ukrainer und ca. 18% Russen, welche zum Großteil im Osten und Süden des Landes angesiedelt sind. Andere Minderheiten nehmen lediglich ca. 1% der Bevölkerung ein.

Mehr als zwei Drittel der Bevölkerung leben in städtischen Gebieten. Hohe Bevölkerungsdichten sind vor allem im Südosten, in der Zentral- Ukraine und in den hoch industrialisierten Regionen des Donezbecken und Dnjepr Bend, sowie in den Küstengebieten entlang des Schwarzen Meeres und dem Asowschen Meer zu finden, wie man der folgenden Abbildung entnehmen kann (Abbildung 4).

¹⁴ (<http://www.maps-of-europe.net/>, 2016)

¹⁵ (www.liportal.de, 2016)

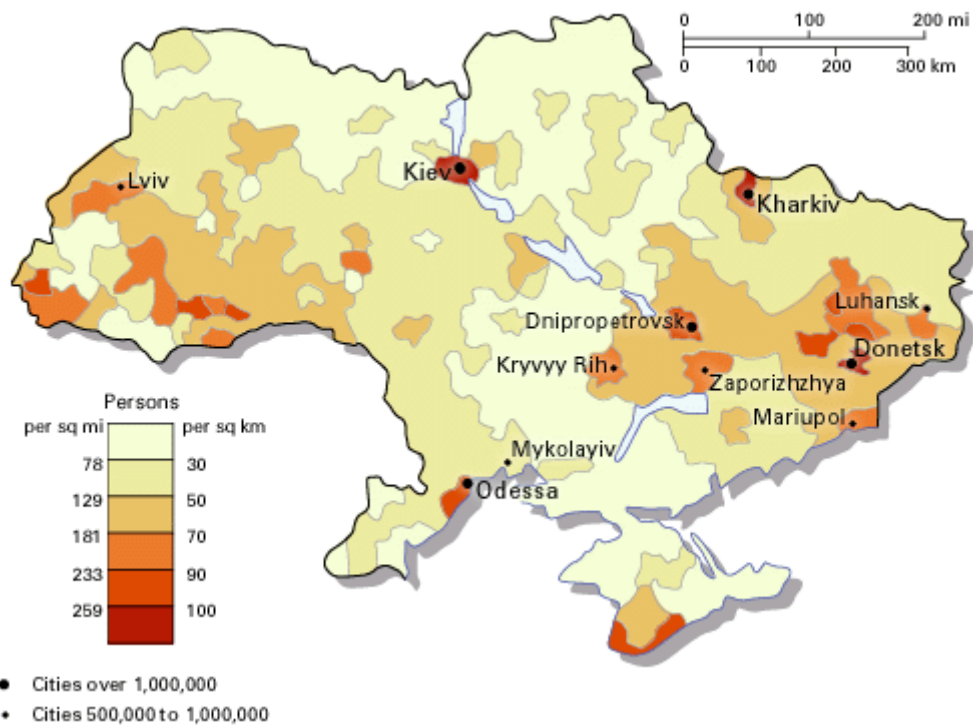


Abbildung 4: Bevölkerungsverteilung der Ukraine¹⁶

Teile der westlichen Ukraine und das Kiewer Gebiet sind dicht besiedelt. Neben der Hauptstadt gehören zu den großen Städten in der Ukraine Kharkiv, Dnipropetrovsk, Donetsk, Odessa, Zaporizhzhya, Lviv und Kryvyy Rih. Von der ländlichen Bevölkerung lebt mehr als die Hälfte in großen Dörfern, welche meistens in der Landwirtschaft arbeiten. Die höchsten ländlichen Bevölkerungsdichten sind in der Zentralukraine zu finden, wo die äußerst fruchtbaren Böden und ausgewogenen klimatischen Bedingungen am günstigsten für die Landwirtschaft sind.

2.1.3 Wirtschaftsstruktur

Wirtschaftlich gesehen hat die Ukraine sehr gute Voraussetzungen: zum einen den sehr großen Absatzmarkt, zahlreiche Ressourcen durch fruchtbare Böden, Rohstoff-Ressourcen und einer strategisch äußerst günstigen Lage zwischen der Europäischen Union und Russland. Zu den Rohstoffen der Ukraine zählen verschiedene Kohle und Metalle. Allein 5% der weltweiten Vorkommen an Eisenerz befinden sich auf ukrainischem Gebiet. Außerdem bietet die Ukraine Vorkommen von Blei, Chrom, Gold, Quecksilber, Nickel, Uran und Zink, auch Erdöl- und Erdgas-Vorkommen wurden im Schwarzen Meer entdeckt.¹⁷

Trotz dieses Potentials gehört die Ukraine mit einem Pro-Kopf-Einkommen von 7.400 US-Dollar (stand Februar 2016)¹⁸ zu den ärmsten Ländern Europas und das obwohl 80% der Gas-Leitungen zur Versorgung Europas durch dieses Land führen.

Das Land litt wirtschaftlich sehr stark am Zerfall der Sowjetunion, das BIP ist 1991 um 60% gefallen. Erst 1999 konnte die Wirtschaft den Stand von 1989 wieder erreichen. Auch die Folgen der Tschernobyl-Katastrophe des Jahres 1986 sind seither eine starke Belastung für das Land. In den Jahren von 2000 bis zur

¹⁶ (ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA, 2016)

¹⁷ (rian.ru, 2016)

¹⁸ (www.liportal.de, 2016)

Finanzkrise 2008 betrug das Wirtschaftswachstum dann wieder ca. 7%. Doch die weltweite Finanzkrise erschütterte die Ukraine erneut und führte 2008 zu einer Inflation von bis zu 25,2%. Diese Minderung der Kaufkraft konnte nur durch einen Kredit vom Internationalen Währungsfonds (IWF) in der Höhe von 16,4 Milliarden US-Dollar entgegengewirkt werden. Das Land erholt sich nur langsam von der Krise und hat vor allem gegen Korruption, Oligarchie und Vetternwirtschaft zu kämpfen. Seit 2012 befindet sich die ukrainische Wirtschaft in Rezession und leidet sehr stark an den Konflikten mit Russland. Im Jahr 2015 schrumpfte die Wirtschaft weiterhin mit 12%. Beginn des Jahres 2016 erklärte die Weltbank, dass die Ukraine im Jahr 2016 ein Wirtschaftswachstum von 1% erfahren wird, wodurch die Rezession beendet wird.¹⁹

Aktuell herrscht ein Wirtschaftswachstum von 1,48% und ein BIP von 1854,35\$ pro Kopf.²⁰

Im Osten des Landes befindet sich das industrielle Zentrum der Ukraine, während sich im westlichen Teil vor allem die Landwirtschaft und immer mehr die Leichtindustrie befindet. Das Lohngefälle zwischen Osten und Westen des Landes, macht den Unterschied zwischen dem landwirtschaftlich und dem industriell geprägten Teil des Landes sehr deutlich, wie man der folgenden Abbildung 5 entnehmen kann.

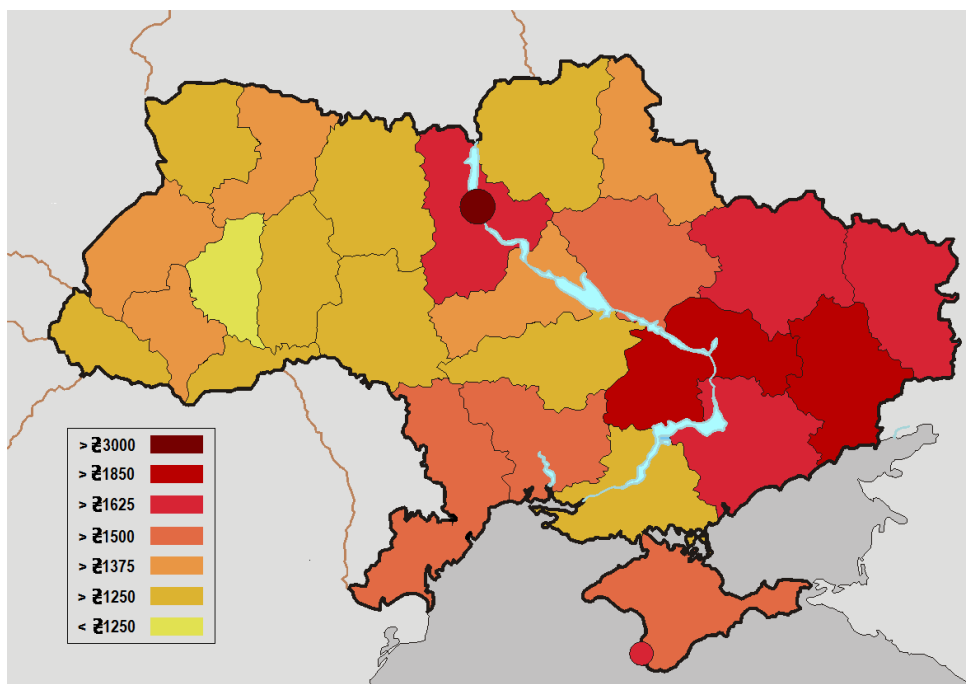


Abbildung 5: Lohngefälle zwischen Ost und West (Stand 2014)²¹

Die wichtigsten Industriezweige sind metallurgische und die chemische Industrie. Die Schwerindustrie war und ist von großer Bedeutung und übertraf den Anteil an der Gesamtwirtschaft im Jahr 1991 sogar dem von Polen um das Doppelte. Aber auch die Landwirtschaft und Nahrungsmittelindustrie war immer sehr bedeutend, nicht umsonst wurde das Land aufgrund seiner fruchtbaren Schwarzerde die „Kornkammer Europas“ genannt.

¹⁹ (Ukraine Today, 2016)

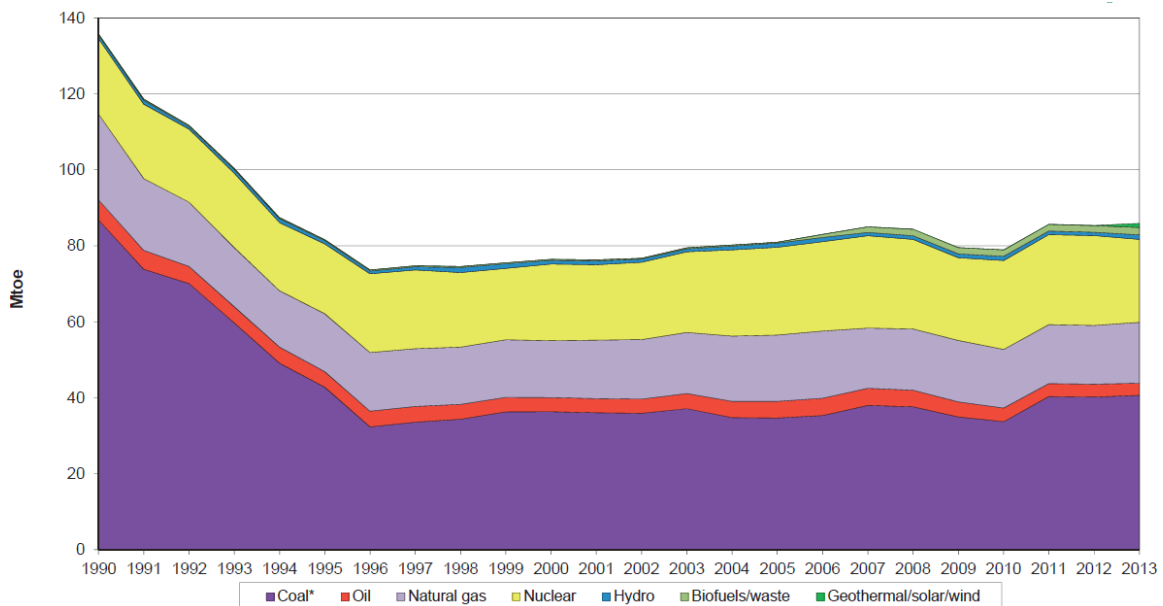
²⁰ (Statista, 2016)

²¹ (Wikimedia, 2014)

Heute leidet die Industrie unter geringer Wettbewerbsfähigkeit wegen des hohen Energieverbrauches und hat einen enormen Bedarf an Modernisierungsmaßnahmen. Allerdings verfügt das Land über sehr gute Bedingungen für die Landwirtschaft sowie einen hohen Ausbildungsstandard bei geringem Lohn-Niveau.

Der Außenhandel spielt für das Land eine große Rolle, da ein Drittel des Bruttoinlandproduktes die Exporte ausmachen.²² Vor allem Rohstoffe werden exportiert wobei die Exportpartner hauptsächlich die EU 34%, Russland 12,7%, Türkei 7,2%, China 6,6% und Ägypten 5,4% sind.²³ Betrachtet man nur Stahl-Exporte machen diese bereits 50% der Gesamt-Exporte aus.²⁴

Von 1990 bis 2010 ist der primäre Energieverbrauch der Ukraine um 47% gesunken, das hat vor allem mit der Depression der Wirtschaft nach Zerfall der Sowjetunion und der Verschiebung der Wirtschaft von der energieintensiven industriellen Produktion zum Ausbau des Dienstleistungssektors zu tun. Deshalb hat in diesem Zeitraum der Verbrauch von Kohle und Gas stark abgenommen, wie man den folgenden Abbildungen entnehmen kann. Nichtsdestotrotz ist die Wirtschaft der Ukraine eine der energieintensivsten der Region und das trotz des Rückgangs der energieintensiven Industrie und Modernisierungen.



* In this graph, peat and oil shale are aggregated with coal, when relevant.

Abbildung 6: Primärenergie Produktion von 1990 bis 2013²⁵

Die gesamte Primärenergie der Ukraine betrug im Jahr 2012 122,7 Mtoe und wird dominiert durch Erdgas. 35,1% der primären Energiebereitstellung werden dadurch gedeckt. 34,7% durch Kohle, 19,3% durch Kernenergie, 9,5% durch Öl und der Rest mit erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 7).

²² (Auswaertiges Amt , 2016)

²³ (Ukrainian Independent Information Agency, 2016)

²⁴ (Ukraine 2012- International Energy Agency, 2012)

²⁵ (International Energy Agency, 2016)

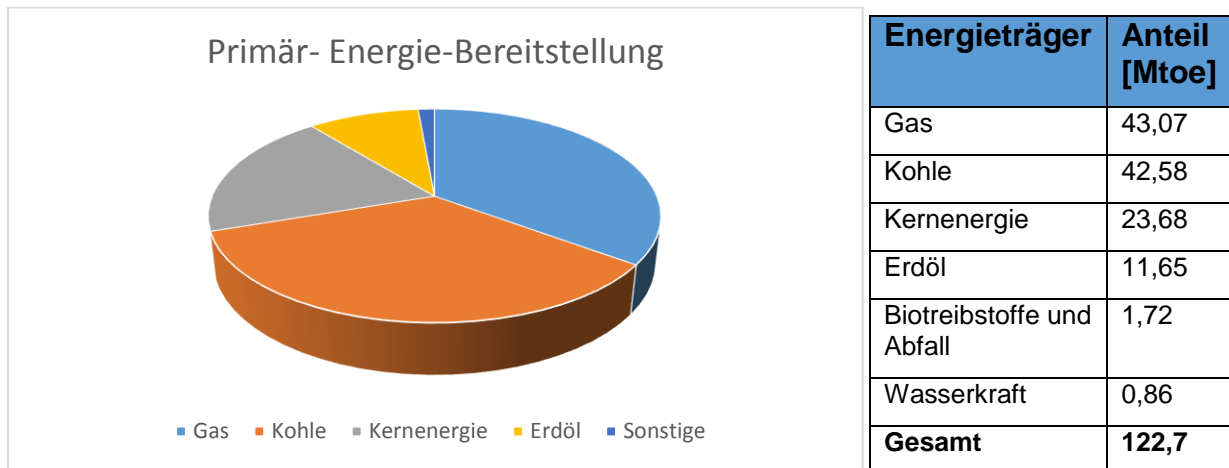


Abbildung 7: Primärenergiebereitstellung der Ukraine²⁶

Unter dem Energiemix wird der Anteil der einzelnen Ressourcen an der Gesamtbereitstellung von Primärenergie verstanden. Die Gesamtbereitstellung von Primärenergie (TPES) betrug 2012 122,7 Mtoe.

Wie bereits eingangs erwähnt, verfügt die Ukraine über zahlreiche Energieressourcen, vor allem Kohle. Das Land ist eines der wichtigsten Kohleproduzenten der Welt, so war es 2010 auf der Weltrangliste die Nummer 13 der wichtigsten Produzenten.²⁷ Daher ist es der Ukraine zwar leicht möglich die Inlandsnachfrage an Kohle zu decken, allerdings ist das Land sehr abhängig von Gas und Öl-Importen. Die Gesamtenergie-Importabhängigkeit beträgt rund 39%.

2.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft

Der institutionelle Rahmen der Energiepolitik ist in den letzten Jahren mithilfe des Ministerkabinetts der Ukraine reorganisiert worden. Dieses Ministerkabinettt ist verantwortlich für die politische Koordination und Überwachung der staatlichen Energieunternehmen. Die Hauptinstitutionen der Energiewirtschaft sind folgende:²⁸

- Das **Ministerium für Energie und Kohlenbergbau** ist verantwortlich für die Energieversorgung, die Koordinierung der Energiepolitik und der Beratung der Regierung.
- Das **Ministerium für Ökologie und Naturressourcen** ist für die Kohlenwasserstoffentwicklung und der Klimaschutzpolitik verantwortlich,
- Das **Finanzministerium** ist verantwortlich für die Besteuerung für energie-relevante Bereiche.
- Das **Ministerium für Wirtschaft und Handel** ist hauptverantwortlich für die Verbesserung der Energieeffizienz, wobei für die Energieeffizienz auch weitere Akteure verantwortlich sind, wie zum Beispiel die staatliche Agentur für Energieeffizienz und Energieeinsparung.
- Die **Nationale Kommission der staatliche Energie Regulation (NERC- (National Commission for State Energy Regulation))** überwacht die Gas- und Elektrizitätsmärkte.

²⁶ (International Energy Agency, 2016)

²⁷ (Ukraine 2012- International Energy Agency, 2012)

²⁸ (International Energy Agency, 2016)

- Das **Anti-Monopol Komitee** ist verantwortlich für die Unterbindung der Konzentration der Marktmacht.
- Die **staatliche Aufsichtsbehörde für nukleare Regulierung** hat die Verantwortung für den Betrieb kerntechnischer Anlagen einschließlich Uranabbau, Lagerung von radioaktiven Abfällen und die Stilllegung von Tschernobyl.
- Der **Übertragungsnetzbetreiber (TSO)** der Ukraine heißt Ukrenergo und hat die Aufgabe die Übertragungsnetze im Spannungsbereich von 220-750kV zu betreiben und weiterzuentwickeln.
- Die einzelnen **Verteilungsnetzbetreiber (DSO)**, werden auch OBLENERGOS genannt. Von ihnen gibt es insgesamt 25, welche regional über die Ukraine verteilt sind.
- **Energorynok** der als Marktoperator und Großhändler für Energie in Form eines „Single- Buyer“ fungiert.
- **Ukrhydroenergo** ist der staatliche Betreiber der Lauf- und Speicherkraftwerke des Landes entlang der Flüsse Dnieper und Dniester. Das Unternehmen entstand 2004 aus der Fusion von Dniprohydroenerho und Dniesterhydroenerho. Dieser Betreiber ist Teil des staatlichen Holding-Unternehmens „Energy Company of Ukraine“, welches wiederum dem Ministerium für Energie und Kohlebergbau untersteht.

2.1.5 Aktuelle Energiestrategien²⁹

Im Jahr 2006 definierte die Ukraine ihre energiestrategischen Ziele für 2030. Hauptziel ist es, verglichen mit der des Jahres 2005 die Energieintensität des Landes um die Hälfte zu reduzieren. Diese Effizienzgewinne sollen hauptsächlich durch strukturelle Veränderungen der Wirtschaft und durch technologische Verbesserungen erreicht werden.

Des Weiteren hatte die Regierung im Jahr 2010 das *State Target Economic Programme on Energy Efficiency and Energy Savings of Ukraine for 2010-2015* ins Leben gerufen. Dieses Programm beschreibt Prioritäten und definiert Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Es wurde dann im Jahr 2011 erweitert und unbenannt in *National Targeted Economic Programme on Energy Efficiency and Development of the Sphere of Energy Production from Renewable Energy Sources and Alternative Fuels for 2010-2015*. Dieses Programm enthält ein 5-Jahres Investitionsprogramm, mit Gesamtausgaben von rund 43 Milliarden US-Dollar, darin enthalten ist:

- Abnahme der Energieintensität um 20%
- Abnahme des Erdgasverbrauches um 20%
- 15% bis 20 % Verringerung der schädlichen Emissionen
- 50% Verringerung der Haushaltsausgaben für die Energieversorgung von öffentlichen Einrichtungen

Momentan gibt es eine Vielzahl an Gesetzen in Zusammenhang mit Energie, dazu zählen Gesetze über Steuern, alternative Treibstoffe und Kraft-Wärme-Kopplung. Zusätzlich gibt es einige Vorschriften und Normen im Bereich der effizienten Nutzung von Energie, dem Umgang mit Ressourcen und erneuerbaren Energien.

²⁹ (International Energy Agency, 2016)

Wie bereits eingangs erwähnt hat die Ukraine im September 2010 das Beitrittsprotokoll der Energy Community unterzeichnet. Es signalisiert den politischen Willen die Energiepolitik nach den Prinzipien der Europäischen Union auszurichten und den Energiebedarf der EU bis 2020 um 9% zu verringern.

Der Energiesektor der Ukraine ist unter enormen Druck, da der andauernde Konflikt mit Russland die Energieversorgung gefährdet. Aus diesem Grund veröffentlichte im März 2016 die Ukraine den Entwurf eines „White Papers“ mit dem Titel: „Energy Strategy of Ukraine through 2035: Security and Competitiveness“³⁰ in welchem die langfristigen Energie Entwicklungs-Prioritäten definiert werden und auch die Wege diese zu realisieren.

So soll bis zum Jahr 2035:³¹

- der ukrainische Energiesektor in den europäischen Energiemarkt integriert sein,
- eine elastische Energieversorgung gewährleistet sein, die Importabhängigkeit von Importmonopolen abbaut,
- der Energiesektor technologisch modernisiert sein und
- bis 2035 soll der Anteil der erneuerbaren Energieträgern 20% betragen

Die Ukraine hat eine sehr geringe Energieeffizienz, wie noch in den folgenden Kapiteln erläutert wird. Der schlechte technische Zustand der Energieanlagen stellt die Ukraine vor eine ihrer größten Herausforderungen in den nächsten Jahren. Die meisten Erzeugungseinheiten und Netze arbeiten schon weit über ihre vorgesehene Lebensdauer hinaus.

Des Weiteren wird in diesem „White Book“ auch ausgeführt, dass die Kernenergie ein bedeutendes Mittel zur Erfüllung der Energieversorgung des Landes ist, es aber dringenden Bedarf an Reformen im Bereich des Uranbergbaues wie auch dem Kohlebergbau gibt.³²

Die Strategie soll in drei Phasen ablaufen³³:

1. **Reform-Phase (2015-2020);** Privatisierung und Reform des Energiemarktes, und Entwicklung von Programmen für engere Integration in den europäischen Energiemarkt
2. **Modernisierungs- und Unternehmensentwicklungs-Phase (2021-2025);** Nachdem die primären politischen und wirtschaftlichen Ziele erreicht wurden kann die Ukraine beginnen an einem liberalisierten Energiemarkt zu arbeiten, dazu gehört auch eine umfassende Energie- und Umweltsteuerreform.
3. **Integrations- und Innovationsphase (2025-2035);** In dieser Phase soll es zu technologischem und wissenschaftlichem Fortschritt, durch Innovation kommen. Diese Innovation soll technisches Wachstum bei gleichzeitig sinkender Umweltbelastung ermöglichen. Durch Beteiligung an internationalen Projekten soll die Energiesicherheit gefördert werden.

³⁰ (World Coal Association, 2016)

³¹ (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014)

³² (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014)

³³ (World Coal Association, 2016)

2.2 Analyse des Aufbringungssektors

Auf der Aufbringungsseite der Ukraine lässt sich die Stromerzeugung mit 194,4 TWh im Jahr 2013 beziffern³⁴. Seit 2002 lässt sich ein Aufwärtstrend bei der Erzeugung erkennen, bis auf einen Rückgang während der Wirtschaftskrise 2009 mit nur 173,6TWh.

Typ	GWh	Anteil in %
Kohle	81.013	41,68
Kernenergie	83.209	42,81
Wasserkraft	14.472	7,45
Gas	13.983	7,19
Photovoltaik	570	0,29
Biotreibstoff	101	0,05
Solar-Thermal	0	0,00
Öl	390	0,20
Wind	639	0,33
Gesamt	194.377	

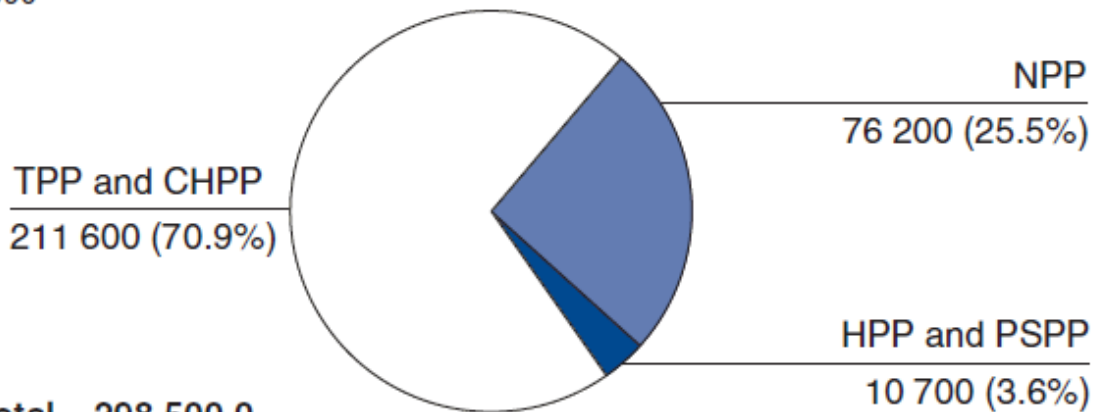
Tabelle 1: Anteile der Energieträger an der Elektrizitätserzeugung (2013)

Wie man der Tabelle 1 leicht entnehmen kann ist die Kernenergie immer noch die wichtigste Quelle für Elektrizität in der Ukraine mit einem Anteil von 42,81%. Auf Kohle entfallen 41,68% auf Gas 7,19% und auf die Wasserkraft 7,45%. Alle anderen Energieträger liegen unter 0,5% und sind daher auch zu vernachlässigen.

Interessant ist auch der Wandel der verwendeten Kraftwerkstypen zur Erzeugung der Energie, welcher in Abbildung 8 dargestellt wird. In der Grafik werden die Kraftwerke unterteilt in TPP (Thermal Power Plant) thermische Kraftwerke, CHPP (Combined heat and power plant) Kraft-Wärme gekoppelte Kraftwerke, HPP und PSPP (Hydro power plant and pump storage power plant) Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke, WPP (Wind Power Plant) Windkraftwerke und NPP (Nuclear Power Plants) Nuklearkraftwerke.

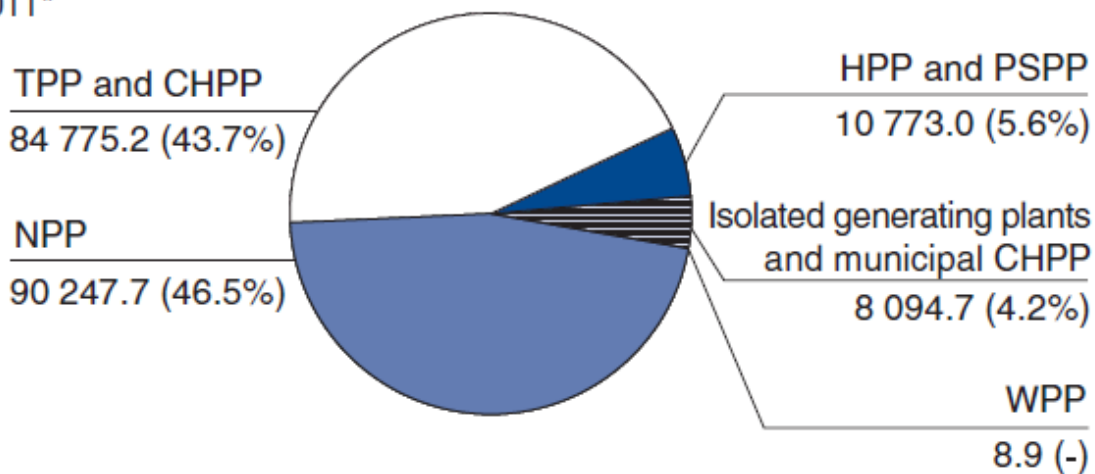
³⁴ (International Energy Agency, 2016)

1990



Total – 298 500.0

2011*



Total – 193 899.5

Abbildung 8: Struktur der Elektrizitätserzeugung in den Jahren 1990 (oben) und 2011 (unten) in MWh³⁵

So spielen für die Aufbringung der Elektrizität vor allem die Kernkraftwerke eine große Rolle, während die thermischen Kraftwerke eher zurückgegangen und die Wasserkraftwerke annähernd unverändert geblieben sind. In Abbildung 9 wird der Kraftwerkspark der Ukraine nochmals verdeutlicht, und zwar wird die installierte Leistung der Kraftwerke sortiert nach Art der Technologie, mit Stand 1. Januar 2012 dargestellt.

³⁵ (Ukrainian Center for Economic & Political Studies, 2012, S. 6)

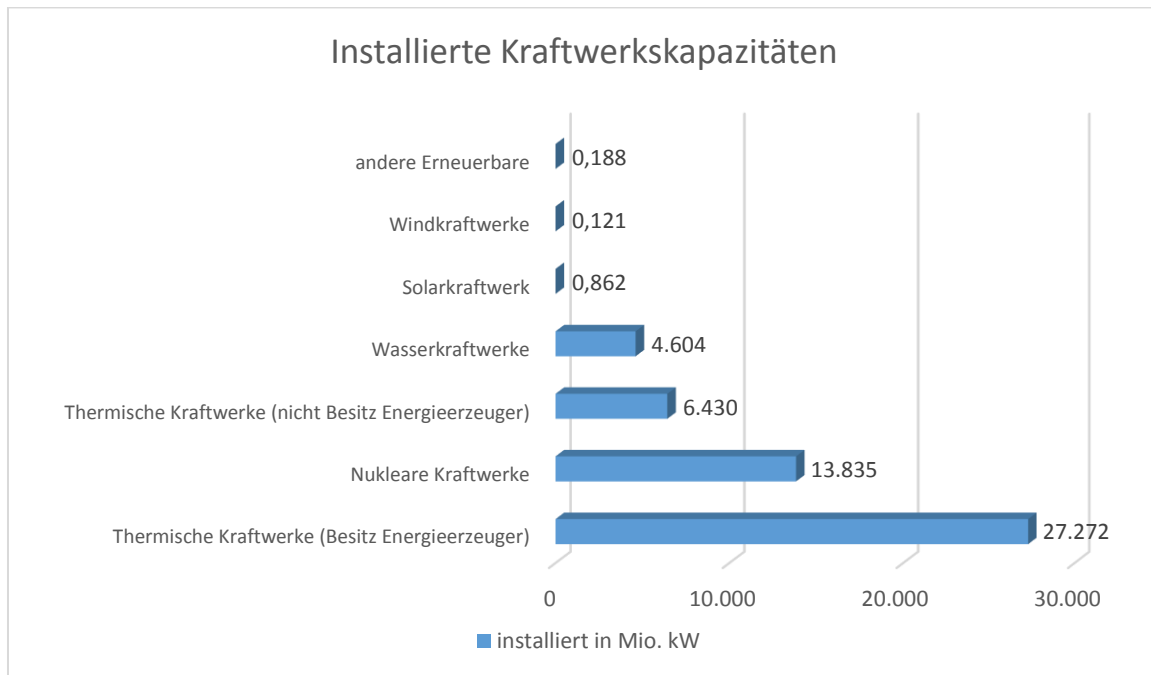


Abbildung 9: Installierte Kraftwerkskapazitäten der Ukraine (Stand 2012)³⁶

Abbildung 9 zeigt erneut, dass die thermischen Kraftwerke einen großen Teil der installierten Kapazitäten ausmachen, gefolgt von Nuklearkraftwerken und Wasserkraftwerken.

2.2.1 Kernenergie

Im Jahr 2009 war das Land weltweit auf Platz 9 der Atomstromproduzenten, in Europa auf Platz 2 nach Frankreich. Heute sind immer noch 15 Atomreaktoren in Betrieb, zwei befinden sich im Bau und vier wurden stillgelegt. Energoatom ist das staatliche Unternehmen der Ukraine, das für den Betrieb der ukrainischen Kernkraftwerke verantwortlich ist. Das Unternehmen betreibt zurzeit vier Kraftwerke, wie bereits erwähnt mit insgesamt 15 Reaktoren und einer gesamten installierten Kapazität von 13 835 MW. Folgende Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Atomkraftwerke des Landes.

Kraftwerk	Reaktor Nr.	Installierte Kapazität [MW]	Reaktor-Typ	Inbetriebnahme	Geplante Stilllegung
Zaporizhya NPP	1	1000	VVER1000	Dezember 1984	Dezember 2014*
	2	1000	VVER1000	Juli 1985	Juli 2015*
	3	1000	VVER1000	Dezember 1986	Dezember 2016
	4	1000	VVER1000	Dezember 1987	Dezember 2017
	5	1000	VVER1000	August 1989	August 2019
	6	1000	VVER1000	Oktober 1995	Oktober 2025
South Ukrainian NPP	1	1000	VVER1000	Dezember 1982	Dezember 2012**

³⁶ (Ukrainian Center for Economic & Political Studies, 2012, S. 6)

	2	1000	VVER1000	Januar 1985	Januar 2015
	3	1000	VVER1000	September 1989	September 2019
Rivne NPP	1	420	VVER440	Dezember 1980	Dezember 2010*
	2	415	VVER440	Dezember 1981	Dezember 2011*
	3	1000	VVER1000	Dezember 1986	Dezember 2016
	4	1000	VVER1000	Oktober 2004	Oktober 2034
Khmelnyskyi	1	1000	VVER1000	Dezember 1987	Dezember 2017
	2	1000	VVER1000	August 2004	August 2034
*Am 10 Dezember 2010 wurde beschlossen die Nutzungsdauer um 20 Jahre zu verlängern					
**Nutzungsdauer wurde auf unbekannte Zeit verlängert					

Tabelle 2: Übersicht über die Kernkraftwerke der Ukraine (Stand: 2012)

Trotz des allgemeinen guten technischen Zustands der Kernkraftwerke und positive Beurteilung der Sicherheit sieht sich die Ukraine mit einigen Problemen in näherer Zukunft konfrontiert. Neun der Reaktoren (60%) benötigen Erweiterungen der Nutzungsdauer noch vor dem Jahr 2020. Noch dazu bestehen die Probleme der Entsorgung der Brennstäbe und des radioaktiven Materials.

2.2.2 Thermische Kraftwerke

Die 14 größten thermischen Kraftwerke sowohl TPP (Thermal Power Plant) als auch CHPP (Combined Heat and Power Plant) sind alle in Besitz der fünf Energieerzeugungsunternehmen: Dniproenergo, Donbasenergo, Zakhidenergo, Skhidenergo und Tsentrenergo. Der Großteil dieser Kraftwerke wurde in den Jahren zwischen 1960-1970 in Betrieb genommen. Die durchschnittliche Effizienz dieser Kraftwerke liegt nur bei rund 32 %. Das ist sehr niedrig im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, bei welchen man durchschnittlich 45 % vorfindet. 12 GW der installierten Leistung an Kraftwerkskapazität in der Ukraine gilt es zu modernisieren. Das sind 40 % der gesamten Leistung welche durch TPPs zur Verfügung gestellt werden.

Der Verschleiß und der damit verschlechterte Zustand der Kraftwerke führt zu einigen Problemen:

- Der Kraftstoffbedarf nimmt zu. Im Jahre 2008 benötigten einige thermische Kraftwerke 420-450 Gramm äquivalenten Kraftstoff/kWh während die durchschnittlichen europäischen Kraftwerke rund 280-320 Gramm gleichwertigen Kraftstoff/kWh benötigen, also beinahe doppelt so viel.
- Die Ausfallsrate steigt rapide an, so gab es in den Jahren 2007-2008 doppelt so viele Ausfälle als noch im Jahr 1985. Die meisten Fehler wurden bei den Kesselanlagen verursacht, aber in letzter Zeit auch immer häufiger durch Turbinen und Generatoren.³⁷
- Nicht zu vernachlässigen ist natürlich auch die umwelttechnische Belastung durch austretende Schadstoffe. Denn der Brennstoff der TPPs und CHPPs, ist vor allem Kohle, welcher von niedriger Qualität ist. In Verbindung mit dem

³⁷ (Stohniy, 2010)

Verschleiß und der Unzulänglichkeit der Filteranlagen wird eine hohe Verschmutzung der Umwelt verursacht.³⁸

Die meisten CHPPs sind sogar noch älter, da diese in den Jahren 1940-1950 in Betrieb genommen wurden. Mit Ausnahme der Anlagen Kyiv CHPP-5, CHPP-6 und Kharkiv CHPP-5 sind diese Anlagen veraltet und es gilt diese in nächster Zeit zu erneuern.

Die folgende Tabelle 3 gibt einen Überblick über den thermischen Kraftwerkspark der Ukraine.

Erzeugungsunternehmen/ Kraftwerk	Installierte Kapazität [Tsd. kW]	Erzeugte elektrische Leistung [Mio. kWh]	Anteil an Elektrizitätser- zeugung [%]
TPP			
Dniproenergo PJSC	8185	15659,2	23,1
Kryvyi Rih TPP	2820	6755,3	9,9
Dnieper TPP	1765	3881,5	5,7
Zaporizhya TPP	3600	5033,4	7,4
Donbasenergo PJSC	2705	8081,7	11,9
Starobesheve TPP	1825	5275,4	7,8
Slovyansk TPP	880	2806,4	4,1
Zakhidenergo PJSC	4700	11341,5	16,7
Burshtyn TPP	2300	6137,9	9,1
Dobrotvir TPP	600	1457,6	2,1
Ladyzhyn TPP	1800	3746,0	5,5
Tsentrenergo PJSC	7600	14636,8	21,6
Vuhlehirsk TPP	3600	4373,3	6,6
Trypillya TPP	1800	4346,4	6,4
Zmiyiv TPP	2200	5991,2	8,7
Skhidoenergo PJSC	4157	18109,7	26,7
Zuyivska TPP	1245	5888,4	8,7
Luhansk TPP	1425	6230,1	9,2
Kurakhovo TPP	1487	5991,2	8,8
Gesamt TPPs	27347	67828,9	100
CHPPs			
Kyivenergo JSC	1200	4746	73,9
Kyiv CHPP-5	700		
Kyiv CHPP-6	500		
Naftohaz Ukrayiny NJSC	470	1677,1	26,1
Kharkiv CHPP-5			
Gesamt CHPPs	1670	6423,1	100
Gesamt	29017	74252	

Tabelle 3: Überblick über die thermischen Kraftwerke (Stand 2012)³⁹

³⁸ (International Centre for Policy Studies, 2011)

2.2.3 Wasserkraftwerke

Die Wasserkraftwerke werden von Ukrhydroenergo PJSC betrieben und speisten im Jahr 2012 14.472 GWh ins Netz und haben einen Anteil von 7,45 % an der Elektrizitätserzeugung. Zu unterscheiden sind hierbei die Wasserkraftwerke (HPP) und die Pumpspeicherkraftwerke (PSPP). Die Wasserkraftwerke sind vor allem entlang des Dniepers, man spricht auch von der Dnieper-Kaskade, zu finden. Hier befinden sich die Kraftwerke Dnjepr, Dniprodzerzhynsk, Kiew, Kaniv, Kakhovka und Kremenchuk. Des Weiteren noch von Bedeutung sind die Kraftwerke Dnjestr HPP sowie die Pumpspeicherkraftwerke Dnjestr und Kiew. Diese Kraftwerke wurden zum Großteil alle in den Jahren 1960-1970 in Betrieb genommen. Von den Wasserkraftwerken haben bereits mehr als 60 % um 30 Jahre ihre vorgesehene Nutzungsdauer überschritten. Allerdings ist die Modernisierung ein sehr langsamer Prozess. Ukrhydroenergo befindet sich aktuell in der zweiten Phase des Renovierungsprogrammes, welches bis Ende 2017 abgeschlossen sein soll. Die wichtigsten Wasser- und Pumpwasserkraftwerke werden in Tabelle 4 aufgelistet:

Erzeugungsunternehmen/ Kraftwerk	Installierte Kapazität [Tsd. kW]	Erzeugte elektrische Leistung [Mio. kWh]	Anteil an Elektrizitätserzeugung [%]
Ukrhydroenergo PJSC	5007,6	12434,1	100%
Dnieper HPP	1513,1	4247,8	34,2
Dniprodzerzhynsk HPP	369,6	1407,6	11,3
Kyiv HPP	429,5	899,4	7,2
Kakhovka HPP	329,0	1637,6	13,2
Kremenchuk HPP	632,9	1621,1	13,0
Kaniv HPP	472,0	1002,7	8,0
Kyiv PSPP	235,5	153,3	1,3
Dniester HPP	702,0	1415,2	11,4
Dniester PSPP	324,0	49,3	0,4

Tabelle 4: Überblick über die Wasserkraftwerke der Ukraine

Durch die geografischen Gegebenheiten des Landes, bedingt durch viel Gebirge und Flüsse bietet das Land noch viel Potential für zukünftige Wasserkraftwerke und auch vor allem Kleinwasserkraftwerke. Dieses Potential soll durch folgende Abbildung 10 noch einmal dargestellt werden.

³⁹ (Ukrainian Center for Economic & Political Studies, 2012, S. 6)

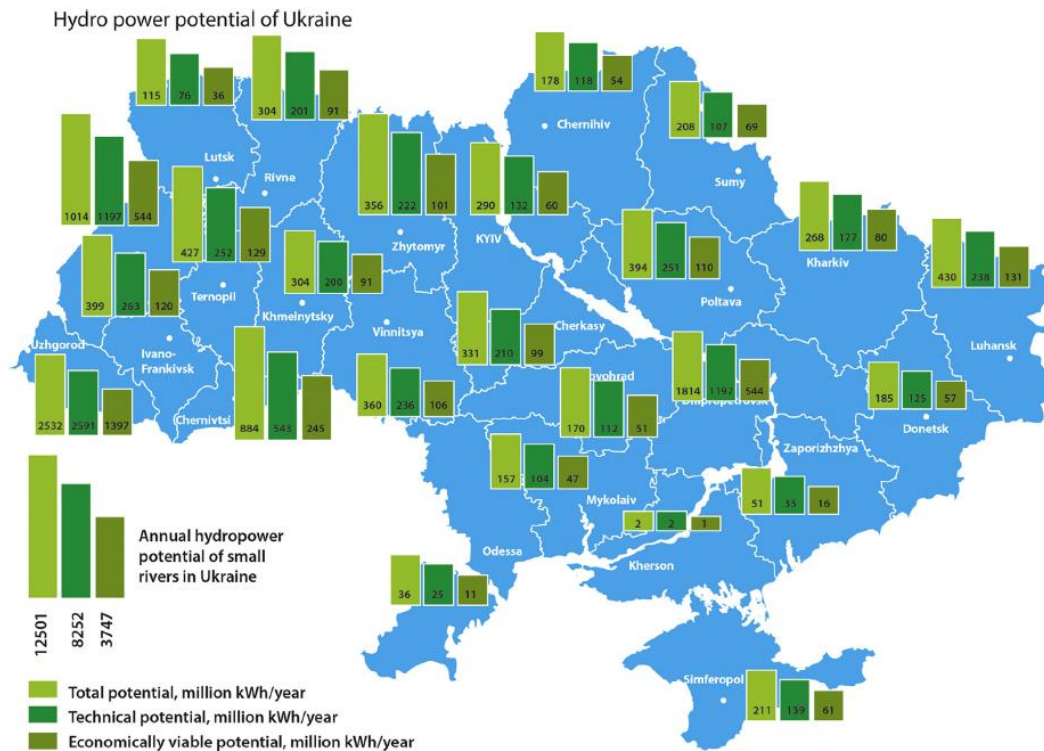


Abbildung 10: Wasserkraft-Potential der Ukraine⁴⁰

Das gesamte Potential für Wasserkraft in der Ukraine beträgt 44 Milliarden kWh/Jahr inklusive dem Potential von Kleinwasserkraft, welches ungefähr 3 Milliarden kWh/Jahr ausmacht. Das Potential entlang der großen Flüssen ist beinahe ausgeschöpft mit einer installierten Leistung von 4,6 GW (stand 2013)⁴¹. Deshalb liegt das Hauptaugenmerk zukünftiger Projekte auf Kleinwasserkraftwerken entlang von kleineren Flüssen. Wie man Abbildung 10 sehr gut entnehmen kann, liegen diese Ausbaupotentiale im Gebiet um Uzhgorod, Lviv, Cernowitz, Ternopil und Ivano-Frankivsk.

2.2.4 Erneuerbaren Energien

Der Bau und die Inbetriebnahme von Kraftwerken mit anderen erneuerbaren Energiequellen verläuft weiterhin eher schleppend. So ist der Anteil in den letzten Jahren zwar gestiegen (Zunahme: 2011: 0,17%, 2010: 0,13%⁴²) bleibt aber in der Gesamtbilanz klein. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist erklärte Priorität der Regierung. Es wurden sehr attraktive Rechtsvorschriften eingeführt, die eine gewisse Einspeisevergütung für erneuerbare Energieträger garantieren, auch bekannt unter dem Namen „Green tariffs“. Aber nicht nur das, auch steuerliche Anreize sollen Investoren anlocken. Bis Ende 2013 betrug die Gesamtkapazität erneuerbarer Energieträger 1.182 MW ohne Wasserkraft. Das beinhaltet 334 MW Windkraft, 748 MW Solar-Photovoltaik, 75 MW Kleinwasserkraft, 17 MW Biomasse-KWK-Anlagen und 11,5 MW Biogasanlagen.⁴³ Der Windenergieeinsatz hat sich im Jahr 2014 weiter beschleunigt: Laut der ukrainischen Wind Energy Association wurden in der ersten Hälfte des Jahres 2014 126,5 MW Windkapazitäten zusätzlich installiert. Trotz dieser Erfolge ist der Anteil der erneuerbaren Energieträger, im Vergleich zum IEA-

⁴⁰ (Kurbatove, 2014)

⁴¹ (Kurbatove, 2014)

⁴² (Ukrainian Center for Economic & Political Studies, 2012, S. 7)

⁴³ (International Energy Agency, 2015, S. 371)

Durchschnitt an der gesamten Primärenergie weiterhin klein. Tabelle 5 veranschaulicht die Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien.

Erzeugungsunternehmen/ Kraftwerk	Anzahl der Anlagen	Installierte Kapazität [MW]	Erzeugte elektrische Leistung [Mio. kWh]
Windkraftwerke	11	133,9	89
Solkraftwerke	18	188,2	30
Kleinwasserkraftwerke	73	70,8	203,5
Biomassekraftwerke	2	4,2	9,6
Gesamt	104	397,1	332,1

Tabelle 5: Überblick über RES- Projekte (Stand 2011)⁴⁴

Der Entwurf der Energiestrategien der Ukraine bis 2030 setzt als Ziel, dass 10% der installierten Stromerzeugungskapazität durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt werden sollen. Die Strategie schätzt, dass zwischen 11 TWh und 16 TWh Strom aus Erneuerbaren und unkonventionellen Energieträgern hergestellt werden. Bis 2030 sollen statt 23 TWh 28 TWh durch Wasserkraft erzeugt werden und die Biodiesel Erzeugung soll verzwanzigfacht werden.

Im Rahmen der Ziele von 2035 wurden diese Ziele noch erweitert und es soll der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der installierten Kapazität 20% betragen⁴⁵.

2.2.4.1 Solarenergie

Für Solarkraftwerke gibt es vor allem im Süden des Landes speziell an den Küsten der Krim enormes Potential, wie man in Abbildung 11 sehr gut erkennen kann.

⁴⁴ (Ukrainian Center for Economic & Political Studies, 2012, S. 7)

⁴⁵ (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014)

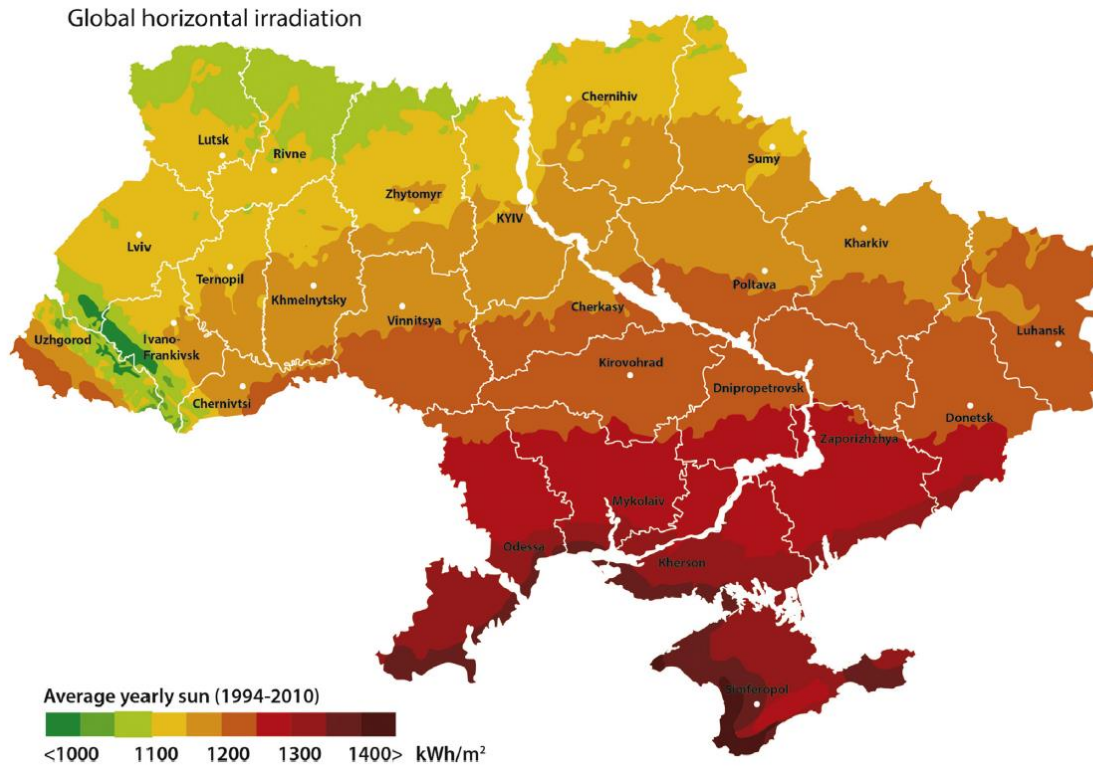


Abbildung 11: Potential für Solarkraftwerke in der Ukraine⁴⁶

Einige Solarkraftwerke wurden bereits realisiert, vor allem auf der Halbinsel Krim, wo sich unter anderem auch der Perovo-Solarpark befindet, welcher mit seiner 200ha Fläche der viertgrößte der Welt ist. Einen Überblick über die wichtigen Solarenergie-Projekte gibt Tabelle 6.

Kraftwerk	Installierte Kapazität [MW]
Perovo	105,56
Okhotnikov	80
Nikolayevka	69,7
Priozerna	54,8
Limanska	43,4
Dunaiyska	43,14
Starokosachiie	42,95
Bolgrad	34,14
Mityaev	31,55
Lazurnoye	9,8
Rodnikovye	7,5

Tabelle 6: Solarkraftwerke der Ukraine (Stand 2015)⁴⁷

⁴⁶ (Kurbatove, 2014)

2.2.4.2 Windenergie

Die Windkraft ist die zweitwichtigste Energiequelle unter den erneuerbaren Energien in der Ukraine. Das Land verfügt über ein enormes Windenergiepotential, wie man Abbildung 12 entnehmen kann.

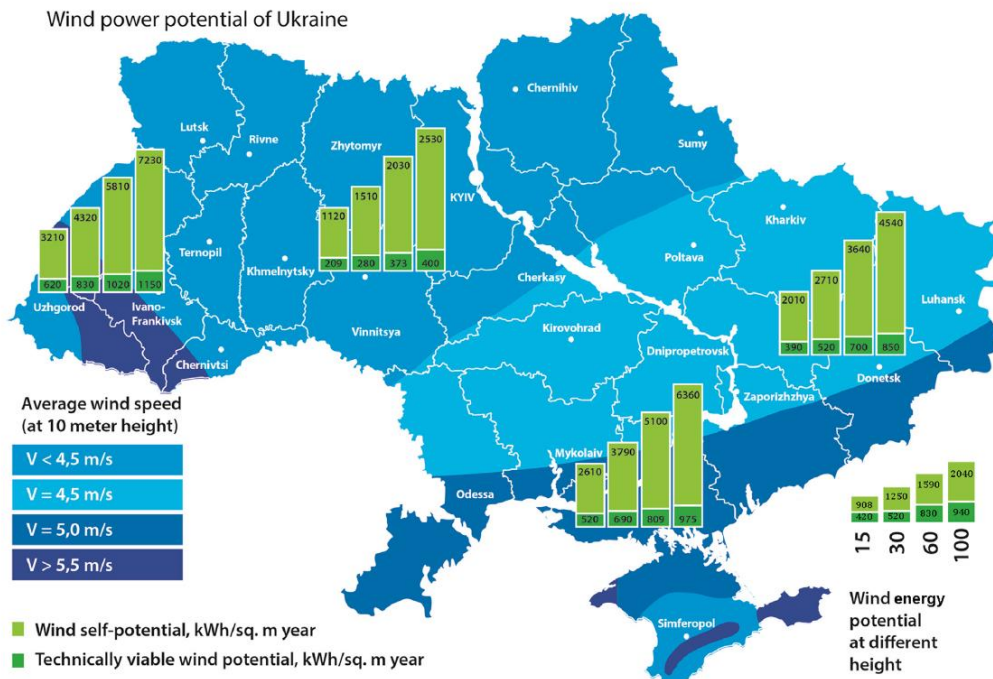


Abbildung 12: Potential für Windenergie in der Ukraine⁴⁸

Hohe Windstärken findet man vor allem an den südlichen Küsten des Landes, auf der Krim und auf den Bergen der Donetzk-Region.

So verfügt das Land (Stand 2015) über einen Bestand von einigen realisierten Windkraftparks (über 10MW), wie man der Tabelle 7 entnehmen kann.

Kraftwerk	Installierte Kapazität [MW]
Novoazovska	79,3
Donuzlavska	23,2
Sakska	20,8
Tarkhankutska	15,5
Dmitrievska	25
Tuzlovska	12,5
Ostaninska	25
Botievska	90
Ochakovska	37,5
Krasnodonska	25
Myronivska	20,8

Tabelle 7: Realisierte Windparks (Stand 2015)⁴⁹

⁴⁷ (CIGRE , 2015, S. 19)

⁴⁸ (Kurbatove, 2014)

Wie bereits im vorigen Kapitel erwähnt setzt sich die Ukraine in dem sogenannten „White Book“ noch viel höherer Ziele⁵⁰. So soll bis 2035 die Zusammensetzung der installierten Kapazität des Kraftwerkparks wie in Tabelle 8 dargestellt aussehen.

		2013	2020	2025	2030	2035
Summe Installierte Kapazität	GW	54,6	52,0	57,5	60,6	66,8
TPP	GW	34,2	27,2	29,8	29,8	31,8
TPP Biomasse	GW	0,02	0,8	1,8	2,3	2,4
NPP	GW	13,8	14,8	15	15	18
HPP	GW	4,6	5	5,4	6,2	6,2
PSPP	GW	0,87	2,6	3,6	4,7	4,7
WPP	GW	0,34	1,4	2,1	2,7	3,4
SPP	GW	0,75	1,0	1,6	2,2	2,7
Summe Elektrizitätserzeugung	TWh	194,4	209,7	233,2	258,3	276,3
TPP	TWh	95,5	98,7	123,8	138,6	134,1
NPP	TWh	83,21	97	97,3	105	126
HPP	TWh	14,47	10,8	11,9	14,0	14,5
PSPP	TWh		5,1	7,1	9,1	9,1
WPP	TWh	0,64	2,5	3,7	5,0	6,3
SPP	TWh	0,57	1,2	1,9	2,6	3,2

Tabelle 8: Ziele der Energiestrategie 2035⁵¹

Diese Vorgaben für die installierten Kraftwerkskapazitäten werden in weiterer Folge für die Simulation noch von Bedeutung sein (siehe Kapitel 4).

2.3 Das Elektrizitätsnetz

Das Übertragungsnetz der Ukraine gehört zur Gänze dem staatlichen Unternehmen UKRENERGO, welches zur Aufgabe hat das Netz zu betreiben und neue Kapazitäten und Projekte zu realisieren. Die Tarife werden von der NERC, welche die staatliche Regulierungsbehörde ist, festgelegt.

Für das Verteilungsnetz des Landes wurden 1995 regionale Verteilungsunternehmen gegründet, die sogenannten Oblenergos, jeweils eine für jede administrative Region. Diese sind zum Teil in privaten Besitz, teilweise wurden sie von ausländischen Investoren gekauft, mit einer garantierten Rentabilität von 15%⁵².

Folgende Abbildung 13 zeigt die Struktur des Elektrizitätsmarktes der Ukraine.

⁴⁹ (CIGRE , 2015, S. 18)

⁵⁰ (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014)

⁵¹ (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014, S. 14)

⁵² (<http://www.expert.ua/>, 2016)

Ukraine's Electricity Market Scheme

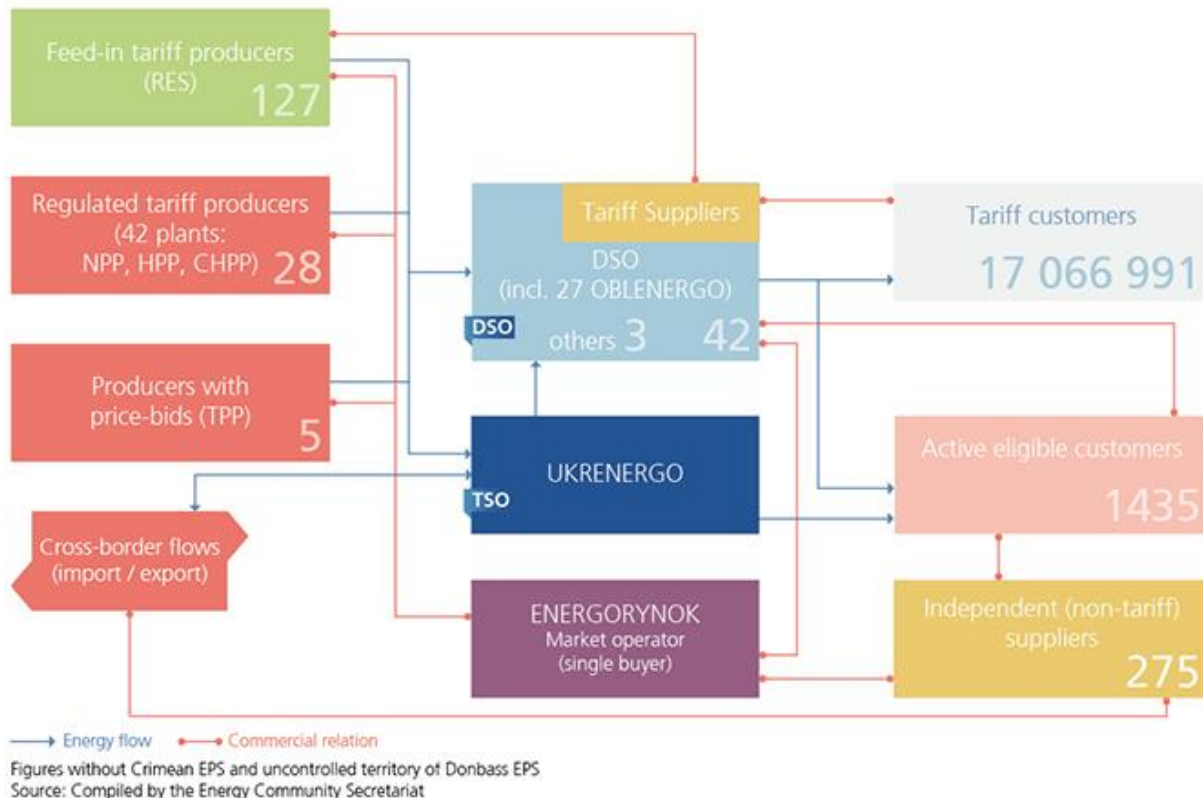


Abbildung 13: Struktur des ukrainischen Elektrizitätsmarktes⁵³

Der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) hat die Aufgabe die haupt- und zwischenstaatlichen Übertragungsnetze im Spannungsbereich von 220-750kV zu betreiben und weiterzuentwickeln. Die Energie wird von den Kraftwerken zu den Elektrizitätsunternehmen gebracht und auch für den Im- und Export bereitgestellt. Der Betreiber bietet Information und technische Unterstützung für die Stromgroßhändler.

Die einzelnen Verteilungsnetzbetreiber (DSO), auch OBLENERGOs genannt, sollen die Endverbraucher mit Energie zu regulierten Tarifen versorgen, unter Verwendung der lokalen 0,4-110 kV Leitungen. Dabei soll auch die Stromqualität und Versorgungssicherheit gewährleistet und verbessert werden. Dieses Verteilungsnetzwerk gehört verschiedenen Unternehmen. Mit jeweils unterschiedlichen Formen der Besitzverhältnisse, wie später noch erklärt wird. Es gibt 27 OBLENERGOs in der Ukraine, grundsätzlich eines für jede Oblast und einige zusätzliche wie zum Beispiel für die Insel Krim und für die Städte Kiew und Sevastopol. Einen Überblick über die Verteilungsnetzbetreiber und deren Gebietsbereich gibt folgende Tabelle 9.

⁵³ (Energy Community, 2016)

-	DSO	Oblast
1	Chernivtsioblenergo	Tscherniwzi
2	Dniprooblenergo	Dnipropetrowsk
3	Donetskoblenergo	Donezk
4	Kharkivoblenergo	Charkiw
5	Kievlenergo	Kiew
6	Krymenenergo	Krim
7	Luganskoblenergo	Luhansk
8	Mykolaivoblenergo	Mykolajiw
9	Khmelnitskoblenergo	Chmelnyzkyj
10	Ternopoloblenergo	Ternopil
11	Virmitsaoblenergo	Winnyz
12	Volynoblenergo	Wolhynien
13	Zakarpattiaoblenergo	Transkarpatien
14	Zaporizhyaoblenergo	Saporischschja
15	Cherkassyoblenergo	Tscherkassy
16	Chernigivoblenergo	Tschernihiw
17	Lvivoblenergo	Lwiw
18	Poltawaoblenergo	Poltawa
19	Prykarpattiaoblenergo	Iwano- Frankiwsk
20	Sumyoblenergo	Sumy
21	Odessaoblenergo	Odessa
22	Kievlenergo	Oblast Kiew
23	Khersonoblenergo	Cherson
24	Kirovogradoblenergo	Kirowohrad
25	Rivneoblenergo	Riwne
26	Sevastopolenergo	Sevastopol
27	Zhitomyroblenergo	Schytomyr

Tabelle 9: Übersicht über die Verteilnetzbetreiber⁵⁴

Es wurden gemäß Beschluss vom 29. Juli 2009 vom Ministerkabinett ermöglicht die Verteilungsunternehmen zu privatisieren. So befinden sich bereits 15 von ihnen seitdem bis auf einen gewissen Prozentsatz in privater Hand. Dazu gehören folgende in Tabelle 10 gelistet Unternehmen⁵⁵.

Oblenergo	Anteil in Staatsbesitz
Vinnitsaoblenergo	15%
Volynoblenergo	15%
Dniprooblenergo	15%
Zakarpatooblenergo	15%
Khmelnitskoblenergo	10%
Krymenenergo	10%
Mykolaivoblenergo	10%
Chernivtsioblenergo	10%
Donetskoblenergo	5,06%
Kharkivoblenergo	5%
Zaporizhiaoblenergo	0%
Luhanskoblenergo	0%
Ternopiloblenergo	0%
Kyivenergo	0%
Cherkasyoblenergo	0%

Tabelle 10: Übersicht über die privatisierten Oblenergos

⁵⁴ (CASE Ukraine, 2008, S. 24)

⁵⁵ (<http://www.mondaq.com/>, 2009)

Die Länge des Übertragungsnetzes mit Spannungsbereichen von 220 kV bis 750 kV ist rund 22000 km lang. Die Leitungen der Verteilnetze haben insgesamt eine Länge von mehr als eine Million Kilometer. Wie bereits im vorherigen Kapitel über den Aufbringungsbereich ausführlich dargestellt, beträgt die gesamte installierte Leistung 56 GW im Jahr 2013, wobei der Großteil (65%) in thermischen Kraftwerken, 25% durch Kernenergie und 10 % durch Wasserkraft bereitgestellt wird. Folgende Abbildung 14 zeigt die Infrastruktur des Landes. Zu sehen ist die Verteilung der einzelnen Kraftwerke und die Grenzen-überschreitenden Verbindungsleitungen.



Abbildung 14: Das Elektrizitätsnetz der Ukraine⁵⁶

Folgende Tabelle 11 gibt Auskunft über die Anzahl und Art der zwischenstaatlichen Verbindungsleitungen (Stand 2015).⁵⁷

Staat	Spannungsbereich [kV]								
	750	500	400	330	220	110	35	6-10	Gesamt
Russland	1	2	1	6	3	5	-	-	18
Moldawien	-	-	-	7	-	11	1	1	20
Weißrussland	-	-	-	2	-	2	1	-	5
Polen	1	-	-	-	1	-	-	-	2
Slowakei	-	-	1	-	-	-	1	-	2
Ungarn	1	-	1	-	2	-	-	-	4
Rumänien	1	-	1	-	-	-	-	-	2
	4	2	4	15	6	18	3	1	

Tabelle 11: Zwischenstaatliche Verbindungsleitungen der Ukraine (Stand 2015)

⁵⁶ (International Energy Agency, 2015, S. 357)

⁵⁷ (CIGRE, 2015)

Der Großteil des ukrainischen Elektrizitätsnetzes ist synchron mit dem Russischen IPS/UPS-Übertragungsnetz, mit Ausnahme der sogenannten „Burshtyn Island“. Diese wurde am 1. Juli 2002 von diesem entkoppelt und mit dem europäischen ENTSO-E-Übertragungsnetz über die Länder Ungarn und Slowakei gekoppelt. Dieser Bereich befindet sich im Westen des Landes, weswegen dieser Bereich auch oft als „Ukraine-West“ bezeichnet wird. Diese Kopplung wurde zum Zweck der Beschleunigung der Integration des gesamten ukrainischen Elektrizitätsnetzes in das Europäische ENTSO-E-Netz durchgeführt, worauf im Kapitel 2.3.1 näher eingegangen wird.

Um diese Integration voranzutreiben und um einen starken europäischen Energiemarkt zu gewährleisten, hat die europäische Kommission in Zusammenarbeit mit der ENTSO-E eine Liste von Projekten vorgegeben, welche es gilt zu realisieren um dieses Ziel zu erreichen. Einige von diesen sogenannten PEI (Projects of Energy Community Interest) befinden sich in der Ukraine. Diese sind gemäß dem finalen Bericht⁵⁸ vom November 2013 in Tabelle 12 dargestellt.

Beteiligtes Land	Elektrizitäts-Infrastruktur	Elektrizitäts-Erzeugung	Gas-Infrastruktur	Öl-Infrastruktur	Gesamt
Ukraine	2	2	2	1	7

Tabelle 12: Projects of Energy Community Interest

Die zwei Infrastrukturprojekte sind grenzüberschreitende Hochspannungsleitungen zwischen der West-Ukraine und zum einen Ungarn (ET009) und zum anderen mit der Slowakei (ET023).

Die zwei Elektrizitätserzeugungs-Projekte sind EG025 und EG026, welche zwei von der DTEK Zakhidenergo betriebene thermische Kraftwerke im Westen der Ukraine sind. EG025 ist die Konstruktion einer neuen Einheit bei dem bereits bestehenden Kraftwerk Burshtyn. EG026 ist eine neue Einheit des bereits bestehenden Kraftwerkes Dobrotvir.

ET009 soll die Energie von EG025 in das Übertragungsnetz nach Mavir in Ungarn leiten. Hierbei handelt es sich um eine 750kV-Übertragungsleitung. ET023 soll die erzeugt Energie von EG026 mit dem Übertragungsnetz Polens verbinden. Realisiert wird das mit einer Hochspannungsgleichstrom-Leitung, wie man folgender Abbildung 15 entnehmen kann.

⁵⁸ (Energy Community, 2013)

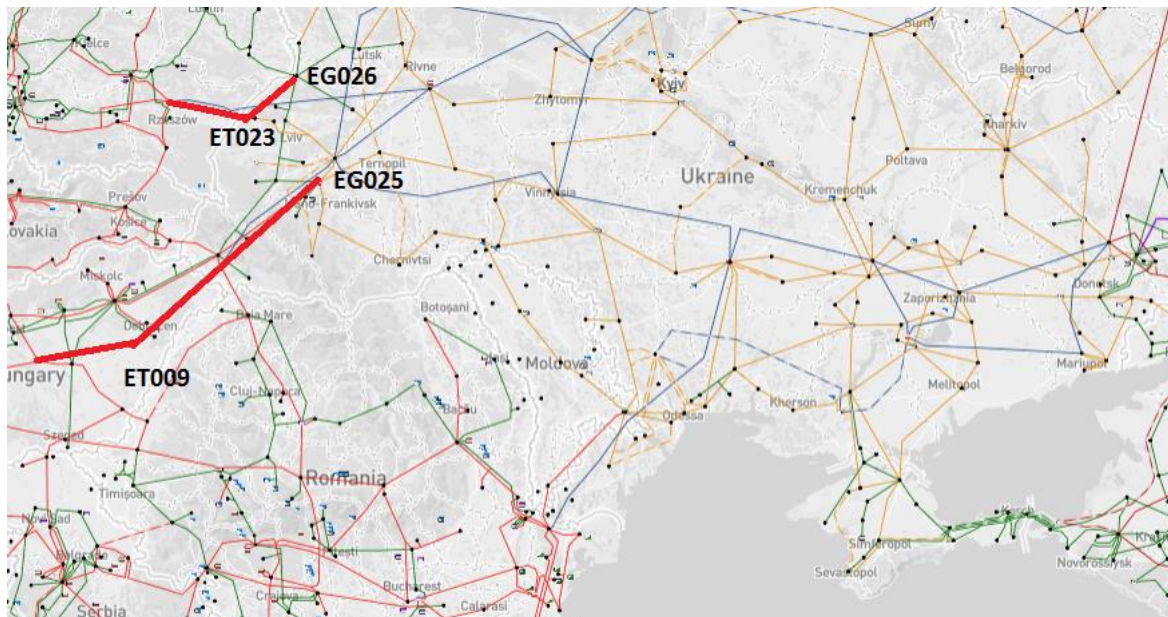


Abbildung 15: Aktuelle Projekte⁵⁹

2.3.1 „Burshtyn Island“ - Ukraine West

Wie bereits im vorherigen Kapitel erwähnt, arbeitet die sogenannte Burshtyn-Insel bzw. Ukraine West seit dem 1. Juli 2002 vom ukrainischen Übertragungsnetz entkoppelt und synchron mit dem kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz der UCTE⁶⁰. Mit Hilfe von europäischen Energie-Institutionen und Unternehmen wurde diese Integration im Jahr 1995 gestartet und auch realisiert.

Diese Insel befindet sich im Westen des Landes, im Oblast Ivano-Frankivsk. Es handelt sich um eine Fläche von 27.000 km² in welcher rund 3 Millionen Menschen leben. In diesem Gebiet befindet sich das Burshtyn TES-Kraftwerk, welches aus 12 Einheiten besteht und eine totale installierte Leistung von 2.334 MW besitzt. Das Kraftwerk hält die Netzfrequenz innerhalb des Gebietes. Es gibt auch zwei weitere Kraftwerke auf dem Gebiet, das thermische Kraftwerk Kalush und das Wasserkraftwerk Tereblya-Rika. Folgende Tabelle 13 zeigt die vorhandenen Substationen, welche zur Realisierung der Kopplung nötig sind.

Spannung [kV]	Anzahl	Substation
400 kV	1	400/220/110kV Mukacheve (UCTE)
330 kV	1	750/330kV(UCTE)
330 kV	1	750/330kV ZahidnoUkrainska (Ukraine)
330 kV	1	330/110kV Ivano- Frankivs'k (Ukraine)
330 kV	1	330/110kV Ternopil (Ukraine)
220 kV	2	220/110/35kV (UCTE)
220 kV	2	220/110/35kV (UCTE)

Tabelle 13: Substation der sogenannten "Burshtyn Island"

⁵⁹ (ENTSO-E Grid Map, 2016)

⁶⁰ (Ukrenergo.gov.ua, 2016)

Die Insel ist dann von diesen Netzknoten ausgehend über einige Kopplungsleitungen über die Slowakei und Ungarn mit dem kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz verknüpft, wie man folgender Abbildung 16 entnehmen kann.

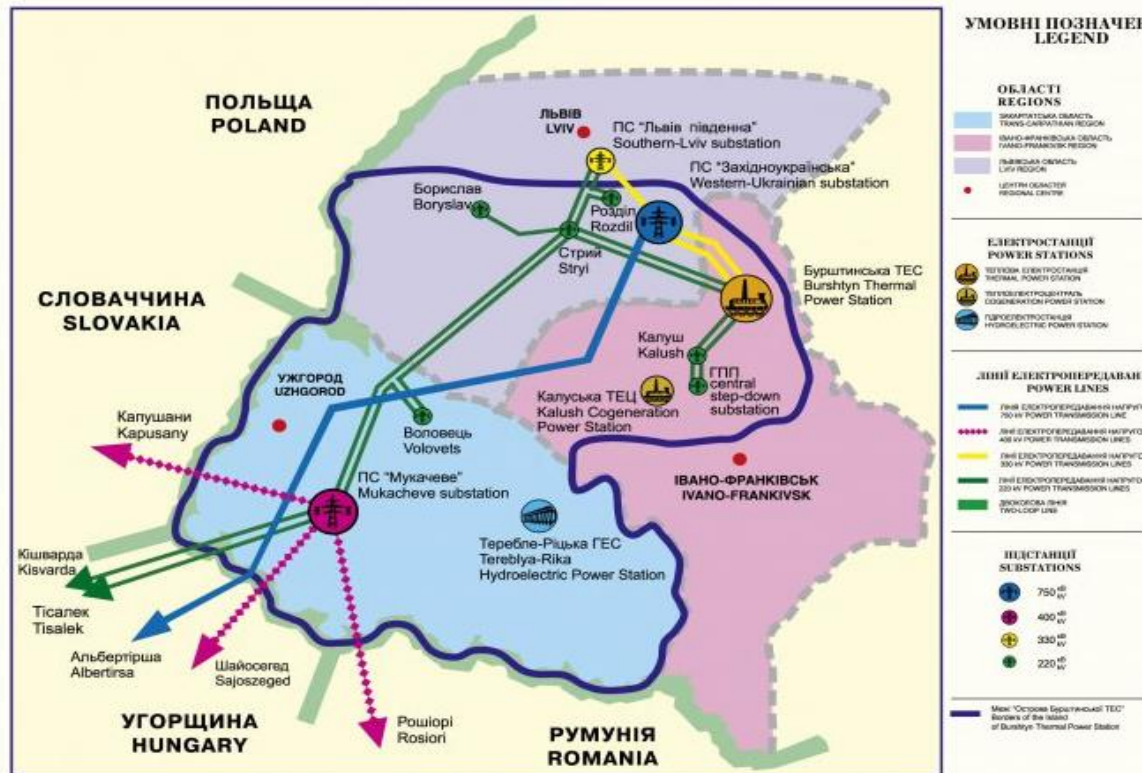


Abbildung 16: Ukraine-West⁶¹

Der Zweck dieser Kopplung war es, den Entkopplungsprozess vom IPS-Netz zu beschleunigen und somit weiter die Integration der gesamten Ukraine in des ENTSO-E-Netz voranzutreiben. Ein weiterer Grund war auch die Exporte von Energie in den europäischen Raum zu erhöhen und vereinfachen.

2.4 Die Verbraucherseite

Die Nachfrage nach elektrischer Energie ist zwar seit der Unabhängigkeit im Jahr 1991 zurückgegangen, allerdings ist sie, mit Ausnahme vom Jahr 2009, in welchem das Land von der Wirtschaftskrise erschüttert wurde, wieder leicht steigend. Genauere Details können der nachstehenden Abbildung 17 entnommen werden.

⁶¹ (UKRENERGO, 2010, S. 45)

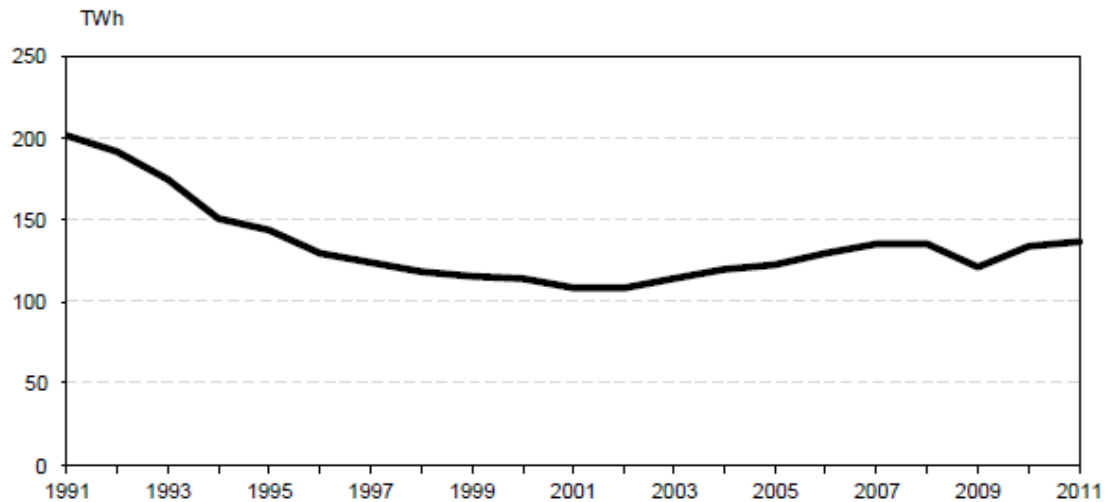


Abbildung 17: Bedarf an elektrischer Energie der Ukraine seit 1991⁶²

Der rapide Abfall nach Zerfall der Sowjetunion ist vor allem durch die Reduktion der gesamten wirtschaftlichen Tätigkeiten in allen Bereichen, aber vor allem der Industrie, zu erklären. Während der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 brach der Bedarf wieder auf ca. 121 TWh ein. Im Jahr 2011 erhöhte sich die Nachfrage auf 137,2 TWh, was gleichzeitig der höchste Stand seit einem Jahrzehnt ist.

Fast die Hälfte des Bedarfes ist auf die Industrie zurückzuführen, wie man sehr gut in Abbildung 18 erkennt (Stand 2013).

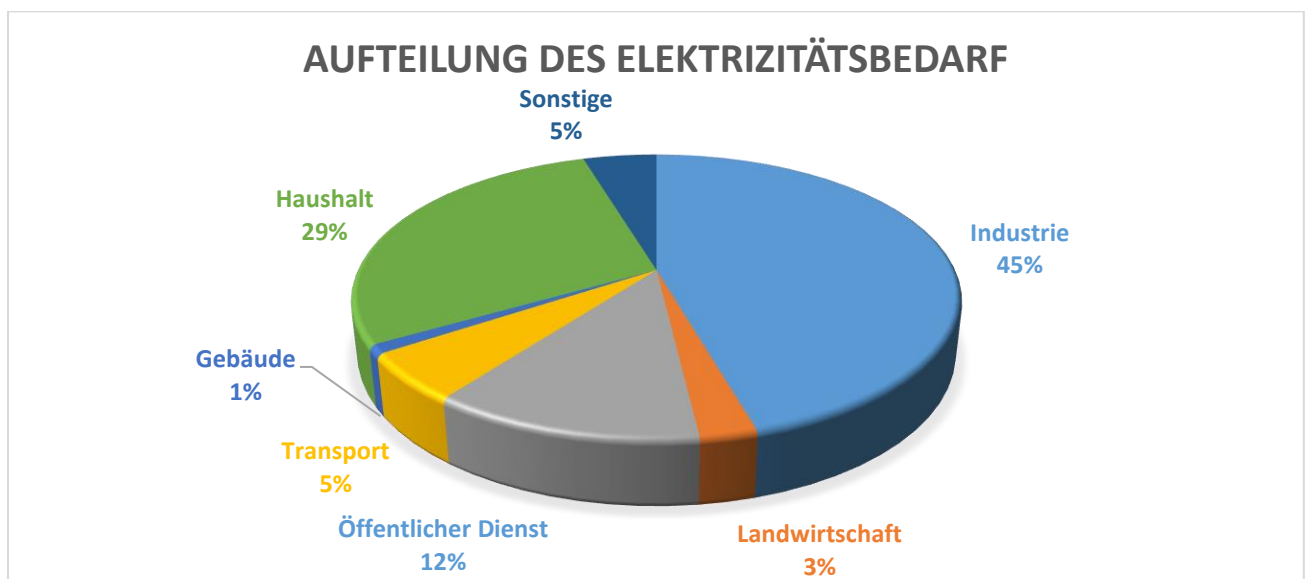


Abbildung 18: Aufteilung des Elektrizitätsbedarfes (Stand 2013)⁶³

Da die industrielle Nachfrage aber stark von unsicheren Rohstoffmärkten und politischen Parametern abhängig ist, handelt es sich um einen sehr volatilen Strombedarf, wie man den Spitzenlasten in folgender Abbildung 19 entnehmen kann.

⁶² (International Energy Agency, 2016)

⁶³ (CIGRE, 2015)

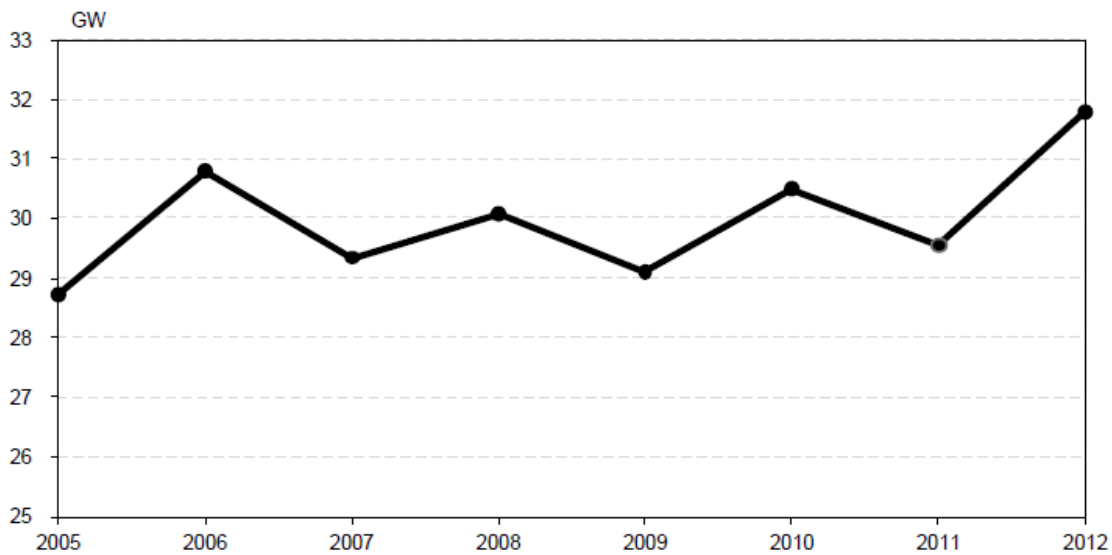
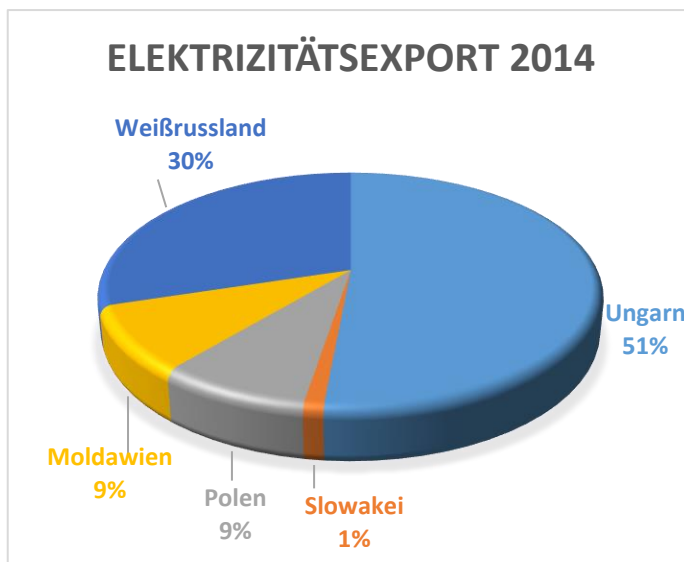


Abbildung 19: Jährliche Last- Spitzen⁶⁴

So schwankt die Spitzenlast der Jahre 2005 bis 2012 zwischen 29 GW und 32 GW, Tendenz steigend.

2.4.1 Export

Die Ukraine ist ein sehr wichtiges Exportland von Elektrizität und versorgt viele ihrer Nachbarländer mit elektrischer Energie. So betragen im Jahr 2014 die Gesamtexporte 8.052,9 GWh⁶⁵, welche an die Länder Ungarn, Rumänien Slowakei, Polen, Russland, Moldawien und Weißrussland transferiert wurden.



Land	Export-Menge [GWh]
Ungarn	4.145,1
Slowakei	90,3
Rumänien	0
Polen	685,8
Russland	0
Moldawien	730,7
Weißrussland	2.401
Gesamt	8.052,9

Abbildung 20: Elektrizitätsexporte der Ukraine (2014)

⁶⁴ (International Energy Agency, 2012, S. 169)

⁶⁵ (CIGRE , 2015, S. 4)

Wie bereits in den vorangehenden Kapiteln erläutert, ist ein großer Teil des Elektrizitätssystems der Ukraine synchron mit dem anderer IPS-Länder. So werden die Exporte nach Polen über eine Direktverbindung vom Kraftwerk Dobrotvorskaya abgewickelt. Über das thermische Kraftwerk Burshtynskaya ist die Ukraine mit den Ländern Slowakei, Ungarn und Rumänien verbunden, allesamt Länder des ENTSO-E-Netzes wie bereits im Kapitel über „Ukraine-West“ beschrieben. Dieser Teil der Ukraine ist nicht mit dem Rest des Landes synchron.

Ausgezeichnete Übertragungs-Verbindungen bestehen auch mit den Ländern Russland, Weißrussland und Moldawien⁶⁶. Wobei hierbei der größte Teil nach Weissrussland exportiert wird rund 2,5 TWh. Elektrizitätsexporte nach Russland sind vernachlässigbar klein, aber die Konnektivität ist nützlich für Notfälle. Im Jahr 2012; beispielsweise versagte jene Hochspannungsleitung, welche das Netz der Ukraine mit dem Kernkraftwerk Zaporozhskaya verbindet. Und es genau in diesem Moment zu einer erhöhten Spitzennachfrage kam.

Schon seit mehreren Jahren übersteigt der Export, bis auf das Jahr 2007 und 2012 den Importen im Elektrizitätsmarkt (Abbildung 21).

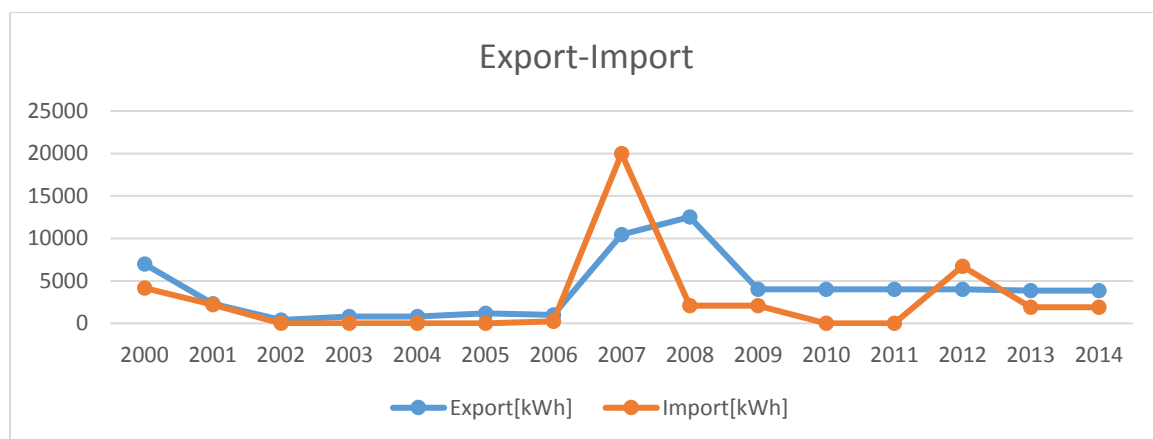


Abbildung 21: Vergleich zwischen Exporten und Importen von Elektrizität⁶⁷

Das ist auf der Tatsache beruhend, dass die Produktion von elektrischer Energie den tatsächlichen Bedarf in der Ukraine übersteigt (siehe Abbildung 22).

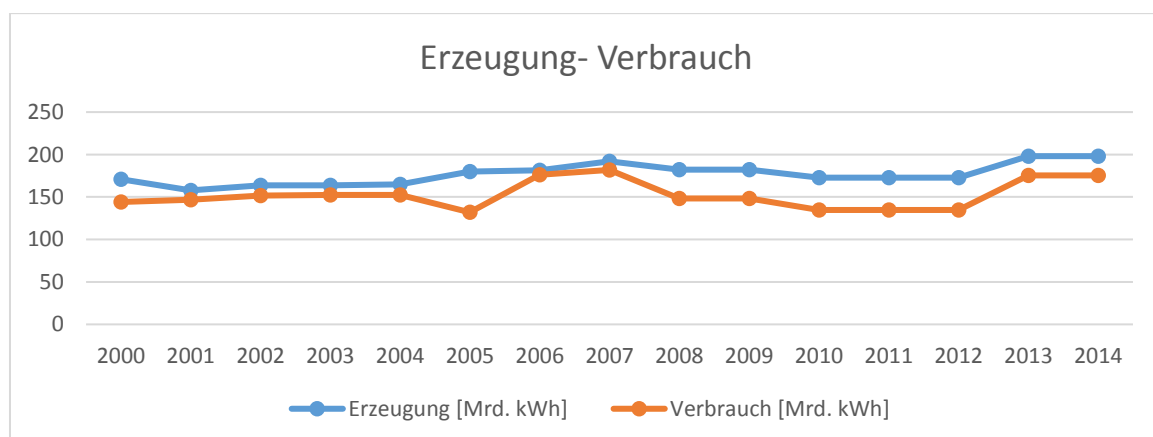


Abbildung 22: Vergleich zwischen Elektrizitätserzeugung und Verbrauch⁶⁸

⁶⁶ (International Energy Agency, 2012, S. 182)

⁶⁷ (CIA World Factbook, 2015)

Das Wachstum an Nachfrage bis 2007 ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Wirtschaftstätigkeit und der Stromverbrauch pro Haushalt zunahm. Für den späteren Rückgang waren vermutlich der Anstieg der Importpreise und die damit erhöhten Endkundenpreise verantwortlich.⁶⁹

2.5 Der Elektrizitätsmarkt

Der Strommarkt der Ukraine ist im Prinzip um ein einziges staatliches Unternehmen aufgebaut. Energorynok fungiert als sogenannter „Single Buyer“⁷⁰ und kauft jegliche elektrische Energie von Generatoren und Händlern im Land auf, und verkauft diese dann wieder zur Versorgung und für den Export. Dieses sogenannte Großhandelsmarkt oder Pool-Prinzip wurde im Jahr 1996 eingeführt und ist an das damalige System von England und Wales angelehnt. Das Problem bei dieser Art von Markt ist, dass jegliche Liquidität dabei verloren geht und keine preislichen Signale gesetzt werden können.

2.5.1 „Single-Buyer“- Modell

Der ukrainische Strommarkt besteht aus 51 Erzeugerunternehmen, dem Energie-Großhändler und den sogenannten Marktadministrator Energorynok, dem nationalen Übertragungsnetzbetreiber Ukrenergo, sowie dem Verteilungsnetzbetreibern Oblenergos, welche sowohl die privaten Konsumenten als auch die Industrieunternehmen versorgen.

Alle Kraftwerke des Landes müssen ihre Energie zu regulierten Tarifen an Energorynok verkaufen. Die großen Wasserkraftwerke und Nuklearkraftwerke verkaufen zu regulierten Preisen (Tarifen) während die thermischen Kraftwerke ihre Energie an Plattformen anbieten an welchen sich die Preise auf täglicher Basis ändern, wodurch es zu einer wettbewerbsorientierten Preisbildung kommt. Die Preise sind allerdings abhängig davon, wie die Energie erzeugt wurde, und dadurch ist der Markt noch nicht vollkommen liberalisiert.

Energorynok kauft und verkauft diese Energie dann weiter an die 44 Oblenergos und unabhängigen Versorger zu einem durchschnittlichen Preis von 2,8 Cent/kWh. Die Oblenergos, welche natürliche Monopole in ihrer Region sind, haben die Verantwortung für die Verteilung und Versorgung aller Endverbraucher in ihrer Region zu einem Preis, der von der Regulierungsbehörde NERC definiert wurde. Der durchschnittliche Endverbraucherpreis betrug im Jahr 2009 4,7 Cent/kWh.⁷¹

NERC ist der Hauptakteur der Regulierung (National Commission for State Energy Regulation), der die Tarife für den Großhandelsmarkt berechnet und definiert.

Dieser Markt wird noch einmal in Abbildung 23 veranschaulicht.

⁶⁸ (CIA World Factbook, 2015)

⁶⁹ (DIFFER Group, 2012)

⁷⁰ (Energy Community, 2016)

⁷¹ (CIGRE , 2015, S. 5)

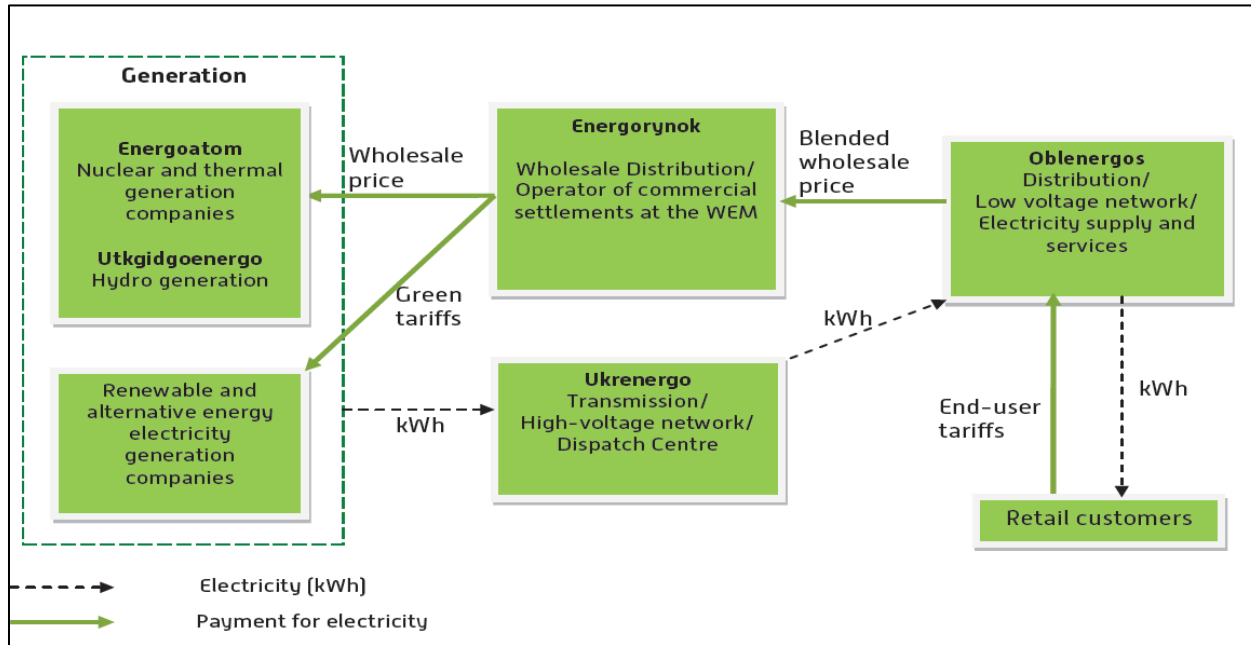


Abbildung 23: Überblick über den Ukrainischen Elektrizitätsmarkt⁷²

Obwohl der ukrainische Strommarkt zwar entbündelt und restrukturiert wurde um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, ist momentan ein sehr großer Anteil des Energiesektors noch in staatlicher Hand.

2.5.1 Elektrizitätsmarkt-Reform

Durch ein neues Elektrizitätsmarkt Gesetz wird die Abschaffung dieses Systems vorbereitet. Der Plan ist bis 2017 eine Form des Handelns zu ermöglichen, daher wurden im April 2015 zwei Struktureinheiten innerhalb der Energorynok errichtet. Zum einen eine Handelsplattform für den Day-Ahead-Markt und zum anderen ein garantierter Käufer für erneuerbare Energie. Das Elektrizitäts-Markt-Gesetz ("On Principles of Functioning of the Electricity Market of Ukraine" No. 663-IV) wurde am 24. Oktober 2013 unterzeichnet und trat am 1. Jänner 2014 in Kraft. Der Hauptzweck, der diesem Gesetz zu Grunde lag, war die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes um einen wettbewerbsfähigen Markt zu erhalten, der auch den Vorgaben der EU-Gesetzgebung entspricht.⁷³ Zurzeit vermittelt die staatliche Energorynok zwischen den Produzenten und Lieferanten und verkaufte dann an den Endkonsumenten. Gemäß diesem neuen Gesetz ist es dann für den Kunden möglich seinen Stromlieferanten frei zu wählen. Um einen effizienten und freien Zugang zu den Netzen zu gewähren ermöglicht das Gesetz die Unabhängigkeit der Übertragungs- und Verteilungsnetze, indem eine unabhängige Verwaltung dieser ernannt wird.

Die Hauptinnovation des Gesetzes liegt in der Entwicklung eines neuen Marktmodells, das wiederum aus vielen einzelnen Teilmärkten besteht. Dazu gehören:⁷⁴

⁷² (CIGRE , 2015, S. 5)

⁷³ (Schönherr Legal, 2013)

⁷⁴ (Schönherr Legal, 2013, S. 1)

- Bilaterale-Markt
- Day-Ahead-Markt (DAM)
- Intraday- Markt (IDM)
- Ausgleichsenergie-Markt (BM)
- Konsummarkt
- Hilfsenergie-Markt

Es wird dann auch neue Marktteilnehmer geben, dazu werden gehören:⁷⁵

- Der Übertragungsnetzbetreiber (TSO)
- Marktoperator (MO)
- Settlement Administrator (SA)
- Commercial Metering Adminstrator (CMA)
- Garantierter Käufer
- Verteilungsnetzbetreiber
- Produzenten
- Energiehändler
- Konsumenten

Eine Möglichkeit das neue Marktmodell darzustellen ist in Abbildung 24 dargestellt.

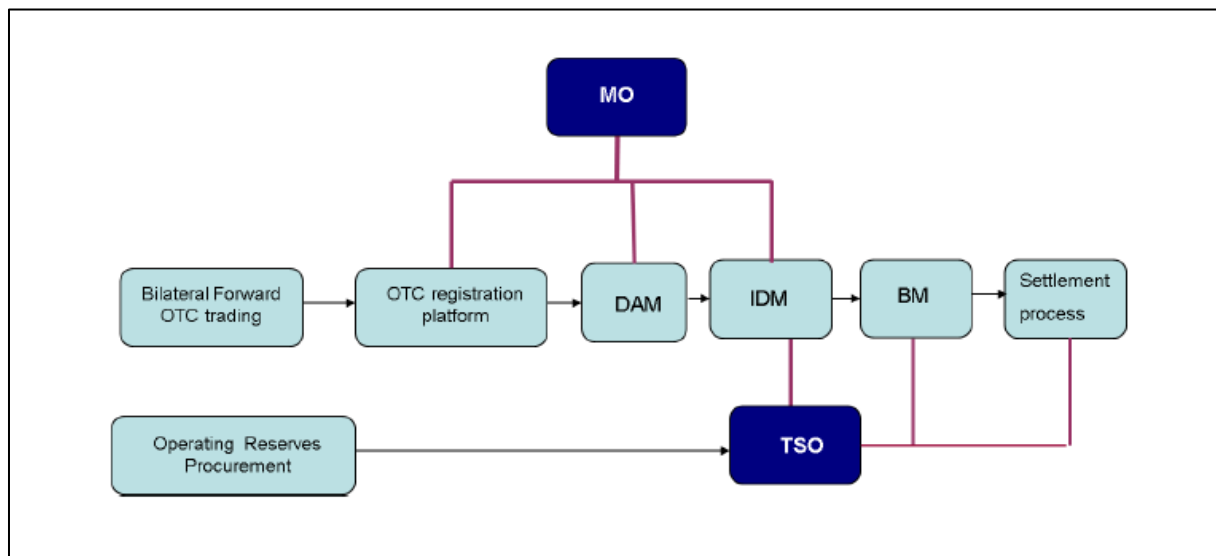


Abbildung 24: Neuer möglicher Großhandelsmarkt der Ukraine⁷⁶

Die wichtigsten Teilnehmer dieses neuen Marktes werden sein:

Der **Übertragungsnetzbetreiber (TSO)** stellt den Betrieb und die Entwicklung des Übertragungsnetzes sicher und ist für die Herstellung des physikalischen Ausgleichs verantwortlich. Außerdem muss er die Last auf nationaler Ebene prognostizieren und auf ihre Machbarkeit prüfen. Der TSO kann für seinen Aufwand von den Marktteilnehmern Gebühren für Netzwerk- und Systembetriebsdienstleistungen (nach NERC Zustimmung) einfordern.

Der **Verteilungsnetzbetreiber (DSO)** betreibt das Verteilungsnetzsystem und ist verpflichtet dem CMA gemessenen Daten zu übermitteln.

⁷⁵ (ECS Project Office, 2016, S. 13)

⁷⁶ (ECS Project Office, 2016, S. 8)

Der **Marktbetreiber (MO)** wird eine lizenzierte Organisation sein, welche für den Betrieb und die Verwaltung der Märkte verantwortlich ist. Er wird für die Registrierung aller bilateralen, Over the Counter (OTC) und Terminkontrakte zwischen den Marktteilnehmern, verantwortlich sein.

Der **Settlement Administrator (SA)** kontrolliert das Gleichgewicht zwischen den verantwortlichen Parteien und den Dienstleistern.

Der **Commercial Metering Administrator (CMA)** ist ein Unternehmen welches mittels Stromzählern kommerzielle Messdaten generiert, diese in Datenbanken speichert und verwaltet.

Der „**Garantierte Käufer**“ ist verpflichtet jegliche Energie, welche von Erzeugern eingespeist wurde und für welche die „Green“ Tarife gelten, abzunehmen. Er soll den Erzeuger für die tatsächlich erzeugte Menge an Energie zu den vorher bestimmten Bedingungen vergüten. Grundlage dafür sind die Messungen des Commercial Metering Administrators.

Die wichtigste Neuerung im Rahmen des neuen Energiemarktes wird der Betrieb des neuen physischen Day-ahead - Marktes (DAM) und einem kontinuierlichen Intraday-Marktes (IDM) sein, bei dem lizenzierten Kunden Energie rund um die Uhr zu aktuellen Bedingungen kaufen und verkaufen können.

Der DAM ist ein Markt, auf welchem der Energie physikalisch gehandelt wird, das heißt es können lediglich die Personen teilnehmen, die tatsächlich physikalische Energie liefern bzw. beziehen. Dieser Markt ist als Stromgroßhandelsmarkt organisiert, bei welchem stündlich Blöcke von Strom für den nächsten Tag angeboten werden. Alle Marktteilnehmer, die über produzierende Einheiten verfügen, sind verpflichtet, die ihnen zur Verfügung stehende Kapazität am DAM anzubieten.

Der Kontinuierliche Intraday-Markt (IDM) wird es den Teilnehmern erlauben ihre Positionen zu korrigieren bzw. anzupassen, welche durch bilaterale Verträge verändert wurden. Im Gegensatz zum DAM basiert dieser Markt auf Portfolios, das heißt man kann Mengen kaufen und verkaufen ohne tatsächlich physikalischer Abnehmer, Erzeuger oder Händler zu sein.

Die Umsetzung des neuen Marktmodells wird schrittweise erfolgen. Bereits im Jahr 2016 wurde das System als Pilotprojekt gestartet und soll dann ab 1. Juli 2017 in voller Wirkung eingesetzt werden. Es wird erwartet, dass die Umsetzung eine De-Monopolisierung des Energiemarktes zur Folge hat.

2.6 Gaswirtschaftlich relevante Aspekte

Wie man dem Anteil an der Primärenergie entnehmen kann, spielt Gas mit einem Anteil von fast 43% eine sehr wichtige Rolle für die ukrainische Wirtschaft. Das Land blickt auf eine lange Tradition der Öl- und Gasproduktion zurück und hat erhebliche Mengen an Kohlenwasserstoff-Reserven, von welchen die meisten noch ungenutzt sind.⁷⁷ Trotzdem werden lediglich 33% des eigenen Energiebedarfs an Gas von eigenen Ressourcen gedeckt (Stand 2011), der Rest muss importiert werden. Der Großteil der Gas-Industrie wird von der staatlichen Naftogaz verwaltet. Auf das Unternehmen entfallen zusammen mit ihren Tochtergesellschaften 90% der gesamten inländischen Produktion. Naftogaz ist dem Ministerium für

⁷⁷ (International Energy Agency, 2016)

Wirtschaftsentwicklung und Handel untergeordnet und ist für Gewinnung, Transport und Verfeinerung von Gas verantwortlich.

Diese hohe Importabhängigkeit, hohe Importpreise und das eigene Potential hat die Regierung veranlasst, den Schwerpunkt in der Gaswirtschaft auf Unabhängigkeit zu setzen. Es soll bis 2030 die eigene inländische Gasproduktion verdoppelt werden. Neben diesen Bestrebungen will die Ukraine auch neue Erdgasquellen verwerten. So sollen bis 2020 3 bis 5 Milliarden Kubikmeter unkonventionelles Gas gefördert werden. Die am wahrscheinlichste Quelle dieses Gases ist das „Coal Bed Methan“-Gas (CBM) aber auch Schiefergas bietet vielversprechende Voraussetzungen. Laut Schätzungen der Regierung verfügt das Land über 9 Milliarden toe Kohlenwasserstoffreserven, Erdgasreserven von 5,4 Billionen Kubikmeter und nachgewiesene Reserven von 1,1 Tcm (trillion cubic metres). Die Karpaten-Region hat 13 % der nachgewiesenen Reserven und trägt 6 % der Gesamtproduktion bei. Die restlichen 6 % der nachgewiesenen Reserven sind in der südlichen Region anzufinden. Abbildung 25 zeigt die Verteilung der Vorkommen noch deutlicher.



Abbildung 25: Die Gasinfrastruktur der Ukraine⁷⁸

Naftogaz ist das größte Gas-Unternehmen der Ukraine, welches wie bereits erwähnt 90 % der gesamten Öl- und Gasmenge produziert. Auf unabhängige Hersteller entfallen 10 % der gesamten jährlichen Gasproduktion der Ukraine. Naftogaz ist ein vertikal integriertes Öl- und Gasunternehmen, das sich mit Operationen in der Gas- und Ölfeld Exploration, Bohren, Gas und Öl-Transport und Lagerung sowie mit der Versorgung mit Erdgas und Flüssiggas (LPG) für die Verbraucher beschäftigt. Der Gasmarkt wurde im Jahr 2012 umstrukturiert und seitdem gibt es folgende Struktur in der ukrainischen Gaswirtschaft (Abbildung 26).

⁷⁸ (International Energy Agency, 2015, S. 359)

Ukraine's Gas Market Scheme

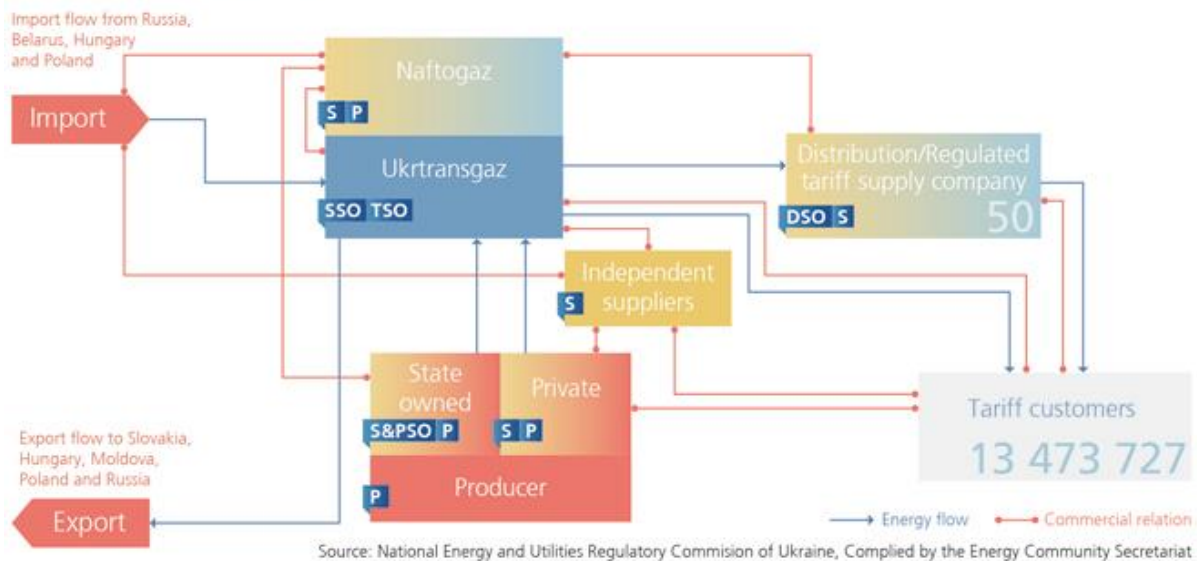


Abbildung 26: Struktur des ukrainischen Gas- Marktes⁷⁹

Die Nachfrage des Marktes wird durch Importe sowie durch Eigenproduktion gedeckt. Die Produktion im Land ist relativ stabil bei 20 Milliarden Kubikmeter. So gut wie alle Importe von Erdgas werden von Naftogaz durchgeführt, allerdings haben sich die Quellen der Importe in den letzten Jahren stark verändert. So wurde 2012 noch 100% des Importes aus Russland bezogen, im Jahr 2014 nur mehr 74% mit fallender Tendenz. Ein Viertel des Gases wird jetzt von europäischen Unternehmen importiert. Die öffentliche Aktiengesellschaft Ukrtransgaz hat die Aufgabe das Transit- Übertragungsnetz zu betreiben, also die Lieferung des russischen Gases nach Europa, sowie den Betrieb der Speichersysteme.

Das Land verfügt über ein Gas-Transportsystem mit einzigartigen Eigenschaften. Neben einem dichten Netz mit primären und sekundären Leitungen besitzt es sehr große Speicheranlagen. Das Netz verfügt über die zweitgrößte Speicherkapazität nach Russland. 13 unterirdische Gasspeicheranlagen haben eine Gesamtarbeitskapazität von 30,9 Milliarden Kubikmeter / Jahr und von den 13 werden 12 von Ukrtransgaz betrieben.

Das System verfügt über eine Gesamtlänge von 38.600 km an Pipelines mit 22 Haupt-Übertragungsleitungen mit 200 km Länge und 16.400 km Verteilungsleitungen. Versorgt wird das Netz von 72 Verdichtungsstationen mit einer Gesamtkapazität von 5443 MW. Die Pipelines können bis zu 80 Mrd.m³/Jahr für den inländischen Gebrauch transportieren, und für den Transit können bis zu 142,5 Mrd. m³/Jahr Gas von russischen und weiß-russischen Quellen in die Europäischen Länder transportiert werden. So wurden bis zum Jahr 2011 80% des russischen Erdgases für Europa über ukrainische Pipelines transportiert, denn 2011 wurde der Nordstream, eine alternative Pipeline über die Ostsee, in Betrieb genommen.

Wie auch für das Elektrizitätsnetz des Landes gibt es auch für die Gasversorgung Projekte die es zu realisieren gilt, die sogenannten Projects of Energy Community Interest, kurz PEI (vgl. Kapitel 2.3). Und zwar sind es zwei Gas-Infrastruktur-Projekte⁸⁰ zum einen Projekt G021, die Modernisierung der Urengoy- Pomyr-Uzhgorod-Pipeline und zum anderen G020, der Bau eines Flüssigerdgas Terminals

⁷⁹ (EnergyCommunity, 2016)

⁸⁰ (Energy Community, 2013)

im Süden des Landes, wie man der folgenden Karte (Abbildung 27) entnehmen kann:



Abbildung 27: PECI-Gas-Projekte⁸¹

Das russische Unternehmen Gazprom ist der monopolistische Versorger der Ukraine für Gasimporte. So ist es kaum verwunderlich, dass die Ukraine der größte bzw. zweitgrößte Abnehmer und somit wichtigster Kunde der Gazprom ist. Da seit einigen Jahren die Beziehung zum Nachbarland Russland politisch schwierig ist und nicht zuletzt durch den Konflikt auf der Krim verstärkt, will die Ukraine auf eine Diversifikation der Gasversorger setzen. Bis 2009 gab es gar keinen Grund auf einen anderen Versorger zu setzen, denn bis dahin waren die russischen Importeure immer die günstigsten, wie man folgender Abbildung 28 sehr gut entnehmen kann.

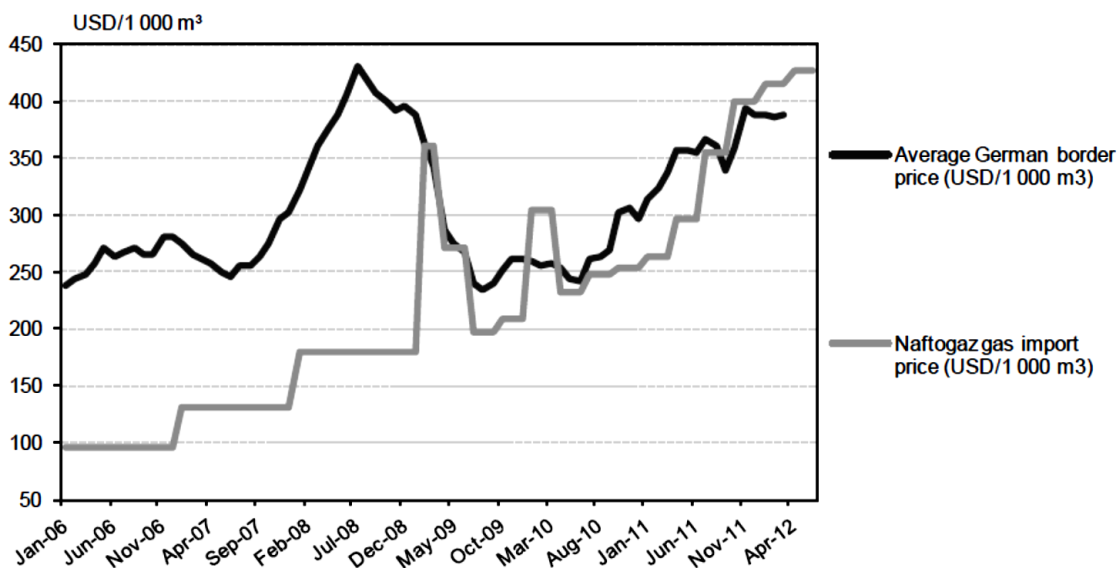


Abbildung 28: Naftogaz Import-Preise verglichen mit deutschen Gas-Preisen⁸²

⁸¹ (ENTSOG Transmission Map 2012, 2012)

⁸² (International Energy Agency, 2012)

Um diese Unabhängigkeit zu realisieren wurde zum einen ein Flüssiggas-Lager an der Küste des Schwarzen Meeres in Planung gegeben. Das Terminal soll am Yuzhny Port entstehen und im Zeitraum 2015-2016 in Betrieb genommen werden. Es soll über eine Speicherkapazität von 2 bis 5 Milliarden Kubikmeter verfügen und auf 10 Milliarden Kubikmeter erweitert werden. Die Kosten betragen rund 1 bis 1,7 Milliarden Euro. Dieses Terminal soll es dann ermöglichen Gasimporte aus den USA, Libyen, Ägypten, Algerien und Aserbaidschan entgegennehmen zu können.

Parallel zu diesem Projekt arbeitet Naftogaz daran Gas aus Mitteleuropa und der Türkei zu importieren. Dabei wird die bereits vorhandene Infrastruktur verwendet aber in anderer Flussrichtung betreiben.

3 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Moldawien

3.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen

3.1.1 Geografie und Gliederung

Moldawien befindet sich in Süd-Ost-Europa, an der westlichen Grenze liegt Rumänien, im Norden, Süden und Osten grenzt das Land an die Ukraine. Mit seiner Gesamtfläche von 33.843 km² liegt es flächenmäßig im internationalen Vergleich im hinteren Drittel. Der Großteil seines Territoriums befindet sich zwischen den zwei Hauptflüssen Dnister und Pruth, und somit in der historischen Landschaft Bessarabien. Moldawien ist zur Gänze landumschlossen. Der Großteil des Landes ist hügelig, allerdings überschreiten die Erhebungen nie 430 m. Die Hügel Moldawiens sind Teil des moldauischen Plateaus, das geologisch aus den Karpaten besteht. Durch die fruchtbare Schwarzerde und der Steppen im Süden ist 80 % des Landes Kulturland. Im Norden hingegen findet man Eichenwälder und Baumsteppen.

Moldawien ist grundsätzlich in 32 Bezirke (Rajone), drei Stadtgemeinden und zwei autonome Regionen (Gagauzia, Transnistria) untergliedert. Die größte Stadt und gleichzeitige Hauptstadt ist Chişinău.

Der endgültige Status der Autonomen Region Transnistria ist unklar, da diese Region nicht unter der Kontrolle der moldauischen Behörden ist. Dieser Zustand ist durch den Transnistrien-Konflikt begründet, in welchen sich nach Zerfall der Sowjetunion, durch Abspaltung von Moldawien, eine seit 1990 proklamierte Republik ohne internationale Anerkennung etabliert hat.

Die Autonomie der autonomen territorialen Einheit Gagausien ist hingegen in der Verfassung Moldawiens verankert. Die Verfassung räumt dem Land ein Recht auf eine eigenständige Verwaltung, ein Bildungssystem sowie eine eigene Amtssprache ein.

Des Weiteren wurde das Land durch das Gesetz 438 vom 28.12.2006 in sechs Entwicklungsregionen eingeteilt: Norden (blau), Zentrum (gelb), Süd (rot), Gagauzia (grün), Transnistria (grau) und Chişinău (orange)⁸³. Die 37 administrativen Einheiten des Landes, sowie die topologischen Gegebenheiten sind der Abbildung 29 zu entnehmen.

⁸³ (Ministry of Regional Development and Construction)



Abbildung 29: Links: administrative Karte⁸⁴. Rechts: Physikalische Karte⁸⁵

Gemäß einem Bericht der UN⁸⁶ kann man auch Moldawien in NUTS- Ebenen einteilen. Interessant ist für die spätere Modellbildung vor allem die NUTS2- Ebene. Laut diesem Bericht gibt es zwei Möglichkeiten der Einteilung:

- Modell 1:
 - NUTS2- gesamtes Land
 - NUTS3- Nord, Zentrum, Süd, Gagauzia, Transnistria
- Modell 2:
 - NUTS2- Nord, Zentrum, Süd, Transnistria
 - NUTS3- Nord, Balti, Zentrum, Gagauzia, Chişinău

Außerdem ist laut diesem Bericht das Modell 2 um einiges genauer und auch die EU-Kriterien für die NUTS-Einteilung wurden eingehalten. Der Nachteil daran ist aber auch, dass dieses umfangreicher für die Modellbildung ist. Für das spätere Modell wurde das umfangreichere Modell 2 verwendet.

3.1.2 Bevölkerung

Gemäß der letzten Volkszählung aus dem Jahr 2004 leben in Moldawien (inklusive Transnistrien) 3.938.679 Einwohner. Ohne Transnistrien sind es lediglich ca. 3,4 Millionen Menschen. Wie auch in der Ukraine lebt der Großteil der Population in den Ballungsräumen, welche in diesem Fall vor allem Chisinau, Balti, Thiraspol und Tighina sind und in Abbildung 30 dargestellt sind.

⁸⁴ (Wikipedia Commons, 2012)

⁸⁵ (Ezilon Maps, 2016)

⁸⁶ (United Nations, 2014)

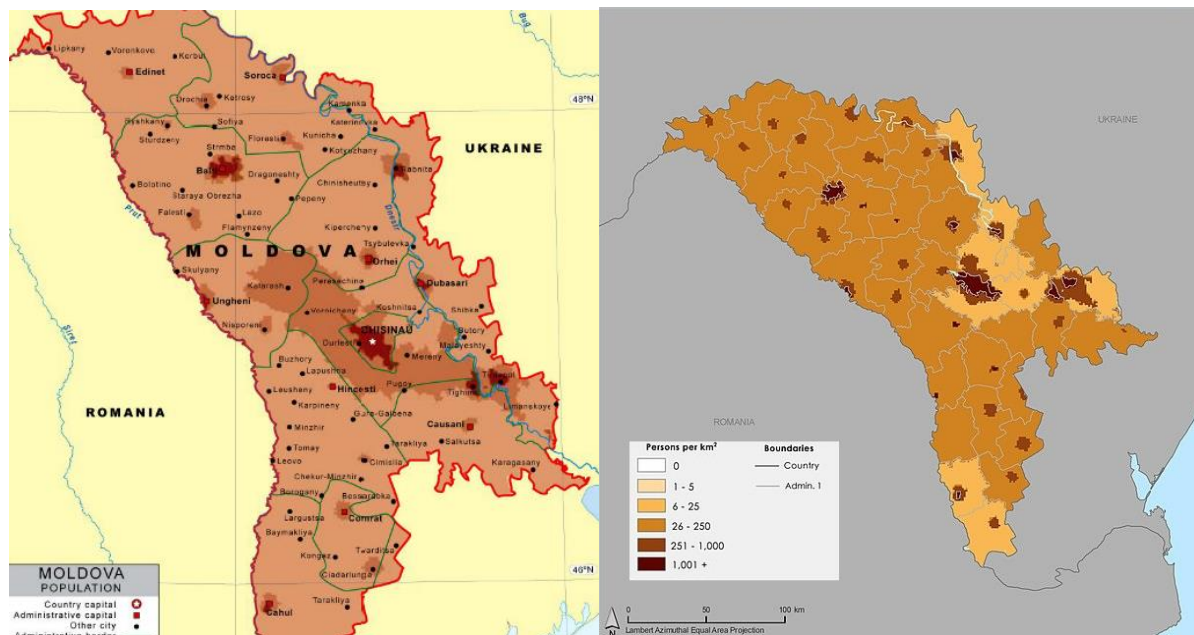


Abbildung 30: Bevölkerung Moldawiens(links)⁸⁷, Bevölkerungsverteilung(rechts)⁸⁸

3.1.3 Wirtschaftsstruktur

Wie auch die der Ukraine ist die wirtschaftliche Lage Moldawiens momentan auch als kritisch zu bewerten. Vergleicht man die Kennzahlen so zählt Moldawien zu einem der ärmsten Länder Europas. Vor dem Zerfall 1991 war Moldawien eines der reichsten Länder der Sowjetunion, begünstigt durch seine ertragreiche Wirtschaft. Nach Zerfall der Sowjetunion allerdings ist ca. ein Viertel der Bevölkerung in andere Teile Europas oder der Welt ausgewandert.

So betrug das Brutto Inlandsprodukt nominal im Jahr 2015 2.233 USD. Im Vergleich zum Vorjahr ist es wieder um 1% zurückgegangen.⁸⁹

Aktuell ist die Europäische Union der wichtigste Handelspartner für Moldawien. Von den Importen kommen 48,3% aus der EU und 27,3% von GUS-Ländern, also ehemaligen Sowjetrepubliken. Bei den Exporten verhält es sich ähnlich: 53,3 % der Güter fließen in die EU und 31,4 % in GUS-Länder. Trotz des Assoziierungsabkommens mit der EU, welches eine vertiefende Freihandelszone beinhaltet bleibt Russland ein sehr wichtiger Handelspartner. So ist das Land beispielsweise zu 100 % abhängig von russischen Gasimporten.

Moldawiens Wirtschaft ist geprägt durch die Landwirtschaft, nicht zuletzt begünstigt durch die fruchtbare Schwarzerde und das milde Klima. So trug die Landwirtschaft im Jahr 2014 12,3 % zum BIP bei und 29 % aller erwerbstätigen Person sind in der Agrarwirtschaft tätig. Der tertiäre Sektor, also Dienstleistungen, machten rund 60 % aus und die Industrie 14 %, hier ist vor allem die Leichtindustrie von größerer Bedeutung. Exportiert werden vor allem Nahrungsmittel, Genussmittel, wie zum Beispiel Wein, aber auch Textilien und Maschinen.

⁸⁷ (bestcountryreports.com, 2016)

⁸⁸ (<http://sedac.ciesin.columbia.edu/>, 2016)

⁸⁹ (Auswärtiges Amt, 2016)

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist das Land aufgrund fehlender inländischer fossiler Ressourcen stark abhängig von Importen. So müssen erhebliche Mengen an Erdöl, Kohle und Erdgas importiert werden. Rund 30 % der Ausgaben für Importe entfallen auf Energieträger.

Im Jahr 2012 betrug die Gesamtbereitstellung von Primärenergie (TPES) 3,3 Millionen Tonnen Öl-Äquivalent, nach Zerfall der Sowjetunion und Rückgang der Wirtschaftsleistung kam es zum Absinken die TPES. Seit 2002 ist die TPES wieder um 5,8% gestiegen wie man folgender Abbildung 31 entnehmen kann.

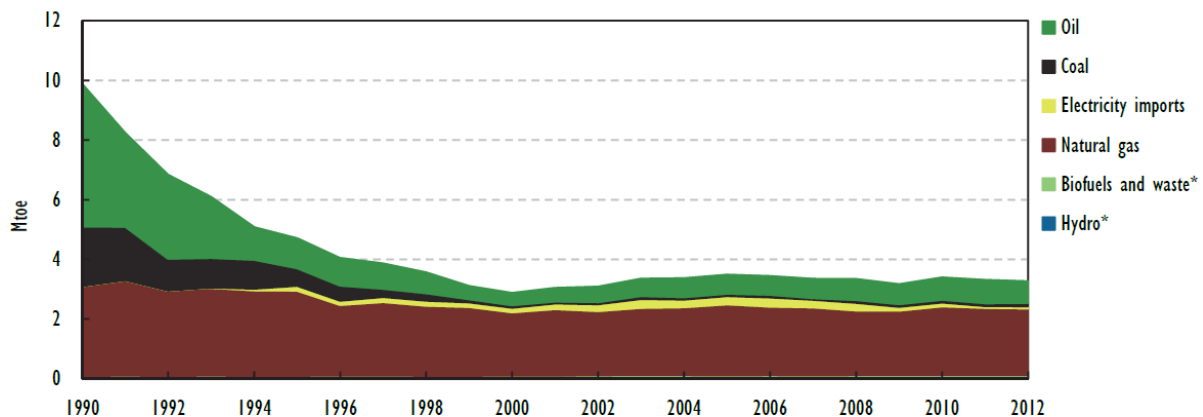
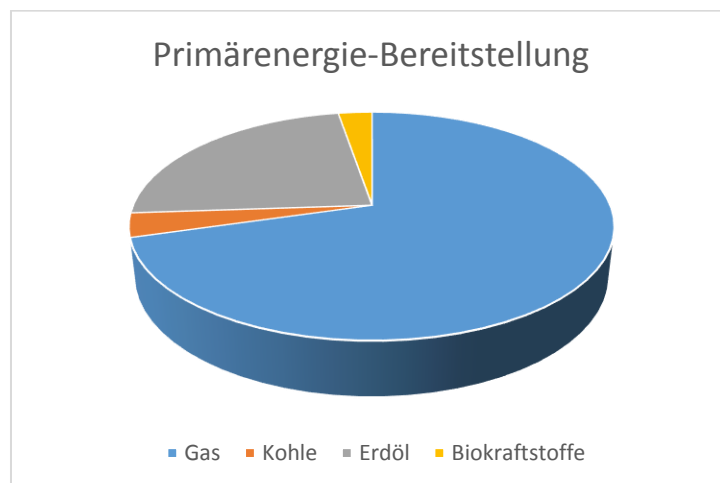


Abbildung 31: TPES Moldawiens von 1990-2012⁹⁰

Dominiert wird der Energiemix Moldawiens durch Erdgas mit 68,4 % Anteil am gesamten TPES, gefolgt von Öl mit 22,7 %, Kohle trägt 3,3 % bei. Biokraftstoffe machen 2,6 % aus, Stromimporte 2,2 % und Wasserkraft 0,7 %, wie man folgender Abbildung 32 entnehmen kann.



Energieträger	Anteil [Mtoe]
Gas	2,57
Kohle	0,11
Erdöl	0,75
Biotreibstoffe	0,09
Stromimporte	0,07
Wasserkraft	0,02
Gesamt	3,3

Abbildung 32: Anteil der einzelnen Ressourcen an der Primärenergie

3.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft⁹¹

Nachfolgend werden relevante energiewirtschaftliche Institutionen im Überblick dargestellt.

⁹⁰ (International Energy Agency, 2015)

⁹¹ (International Energy Agency, 2015)

- Das **Wirtschaftsministerium** ist zuständig für die Entwicklung und Umsetzung der Energiepolitik. Die wichtigsten relevanten Aufgaben umfassen die Entwicklung von Strategien und der staatlichen Politik wie zum Beispiel die Energiestrategie 2030.
- Das **Ministerium für regionale Entwicklung und Bau** ist zuständig für die Festlegung, Überwachung und regionale Entwicklung einschließlich der Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz. Das Ministerium beteiligt sich an grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten.
- Das **Umweltministerium** ist zuständig für die Entwicklung von Umwelt und Natur dazu zählt auch das Ressourcenmanagement und der damit verbundenen Entwicklung von Richtlinien und Strategien.
- Die **Nationale Agentur für Energieregulierung (ANRE)** ist eine unabhängige Regulierungsbehörde für den Energiesektor. Seine Hauptaufgaben umfassen Lizenzen, Tarifgestaltung und Regulierung.
- Die **Energieeffizienzagentur (EEA)** ist die Durchführungsstelle für die Programme der nationalen Energieeffizienz und erneuerbare Energien.
- Der **Energieeffizienzfonds (EEF)** wurde im Jahr 2012 zur Förderung von Investitionen in Energieeinsparung und erneuerbare Energien gegründet.
- Moldelectrica ist der **Übertragungsnetzbetreiber**, welcher rechtlich und funktional von Erzeugung und Verteilung entflochten ist.
- Die drei **Verteilungsnetzbetreiber** RED Nord, RED Nord-Vest und RED Union Fenosa. Wobei RED Nord und RED Nord-Vest in staatlicher Hand sind und RED Union Fenosa privatisiert ist.
- Zusätzlich gibt es seit Januar 2015 „Gas Natural Fenosa Furnizare Energie“ und seit August 2015 „Furnizare Energie Electric Nord“ welche als Erzeuger fungieren aber komplett von der Verteilung entbündelt sind.

3.1.5 Aktuelle Energiestrategien⁹²

Die aktuelle Energiepolitik Moldawiens fokussiert sich auf die Stärkung der Energiesicherheit, eine bessere Einhaltung der EU-Richtlinien, die Energieeffizienz zu steigern und Erneuerbare Energien zu fördern. Momentan erlebt der Energiemarkt eine große Wandlung in Bezug auf institutioneller, marktbezogener und physikalischer Entwicklung. Er ist auf den Weg der Integration in den europäischen Energiemarkt. Damit verbunden ist die Harmonisierung der eigenen Energiepolitik und Gesetzgebung mit den Vorgaben der Energy Community. Die wichtigsten Projekte bezogen auf Energiesicherheit sind zum einen der Bau der Ungheni-Lasi Gasleitung mit Rumänien um ca. ein Drittel des Gasbedarfs zu decken, welche 2015 in Betrieb genommen wurde. Zum anderen ist die Integration in das ENTSO-E Netzwerk geplant um den Strommarkt mit dem der Europäischen Union zu koppeln. Diese Verbindung war ursprünglich bis Ende 2016 geplant. Bereits 2013 wurde die Machbarkeitsstudie in Auftrag gegeben, wie im ersten Kapitel bereits erklärt wurde.

Moldawien hat im Jahr 2013 die Nationalen Energiestrategien (NES) 2030 bestimmt, welche in engem Zusammenhang mit den Anforderungen der Energy Community stehen. Diese Hauptziele sind für 2020 mit Ausblick auf 2030 bestimmt, und lauten wie folgt:

- 20% Erneuerbarer Energieanteil am gesamten Endverbrauch
- 10% Biokraftstoffe im Verkehrsbereich

⁹² (International Energy Agency, 2015)

- 10% Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung
- Senkung der Energieintensität um 10 %
- Reduktion der Verluste in Übertragung und Verteilung
 - 11% in Stromnetzen
 - 39% in Erdgasnetzen
 - 5% in Wärmeleitungen
- Reduktion des Treibhausgases um 25% gegenüber dem Niveau von 1990
- Reduktion des Energieverbrauchs von Gebäuden gegenüber dem Niveau von 2009 um 20%
- Sanierung von 10% des Gebäudebestands

Zusätzlich zu diesen nationalen Energiestrategien gibt es den National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP) 2013-2015 und den National Renewable Energy Action Plan (NREAP) 2013-2020, welche beide 2013 ins Leben gerufen wurden. Der NEEAP wurde im Rahmen der Energy Community vereinbart während der NREAP verlinkt ist mit EU-Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energien.

3.2 Analyse des Aufbringungssektors

Es wurden im Jahr 2012 5,8 TWh elektrische Energie erzeugt, wovon auf Gas 95,1 %, auf Wasserkraft 4,6 % und auf Öl 0,3 % zurückzuführen sind. Wie bereits in der Ukraine steigt der Bedarf an elektrischer Energie, allerdings in Moldawien nur geringfügig (+0,2% seit 2002).⁹³

	TWh	Anteil [%]
Gas	5,51	95,1
Wasserkraft	0,27	4,6
Öl	0,01	0,3
Gesamt	5,8	

Tabelle 14: Anteile der Energieträger an der Elektrizitätserzeugung (2012)

So ist für die Deckung der Nachfrage an Elektrizität seit Jahren hauptsächlich Gas verantwortlich, wie man der Abbildung 33 entnehmen kann.

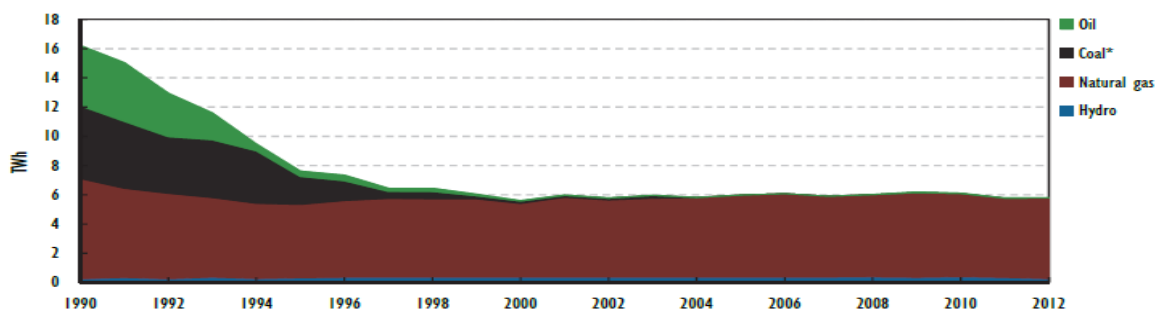


Abbildung 33: Elektrizitätserzeugung 1990-2012⁹⁴

⁹³ (International Energy Agency, 2015, S. 241)

⁹⁴ (International Energy Agency, 2015, S. 241)

Aktuell sind Kraftwerksleistungen in der Höhe von 3.018 MW installiert (Stand 2014), von welchen allerdings nur 2.198MW genutzt werden.⁹⁵ Die großen Kraftwerke sind in Tabelle 15 aufgelistet.

Erzeugungsunternehmen/ Kraftwerk	Installierte Kapazität [MW]
CHP-2 Chisinau	240
CHP-1 Chisinau	66
CHP Beltsy	24
HPP Kotesht	16
Moldavian TPP	2520 (effektiv 1700)
Dubossary HPP(DGES)	48
Andere kleinere Kapazitäten	98
Gesamt	3018

Tabelle 15: Übersicht über den Kraftwerkpark Moldawiens

3.2.1 Thermische Kraftwerke

Das größte und damit wohl wichtigste thermische Kraftwerk Moldawiens ist das Moldavian TPP. Es wurde am 26. September 1964 in Betrieb genommen und befindet sich in Dnestrovsc in dem politisch umstrittenen Gebiet Transnistriens, siehe Karte (Abbildung 34).

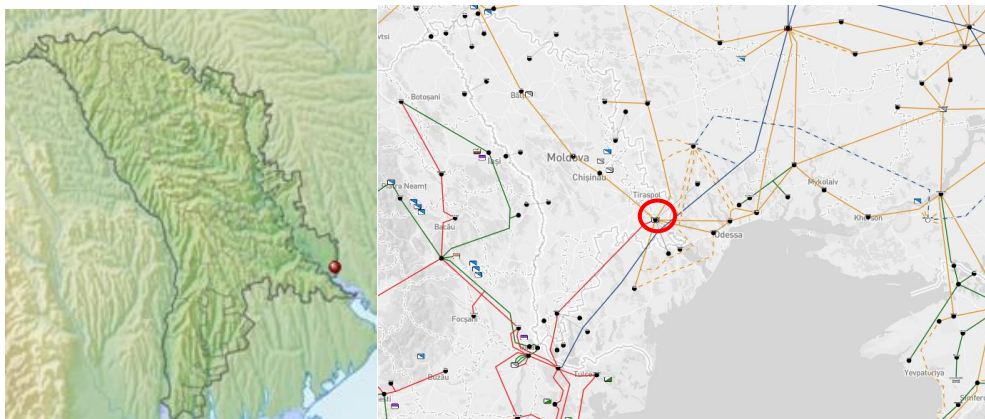


Abbildung 34: Lage des Kraftwerks geografisch⁹⁶(links) und netztechnisch(rechts)⁹⁷

Die Gesamtkapazität der Anlage beträgt 2.520 MW. Das Kraftwerk kann sowohl mit Öl, Gas als auch Kohle betrieben werden. Es gehört einer Tochtergesellschaft der Inter RAO UES, welches das größte russische Energieunternehmen im Gebiet Moldawiens, Rumäniens und der Süd-Ukraine ist. Es wurde 2004 von der Regierung Transnistriens privatisiert. Offiziell wird diese Privatisierung aber nicht von Moldawien anerkannt.

⁹⁵ (MOLDELECTRICA, 2014, S. 2)

⁹⁶ (Wikipedia Commons, 2012)

⁹⁷ (ENTSO-E Grid Map, 2016)

Momentan sind 12 Leistungseinheiten installiert:

- 6 kohlegefeuerte Einheiten mit 200 MW
- 2 kohlegefeuerte Einheiten mit 200 MW
- 2 Gas-Öl-Anlagen mit 210 MW
- 2 GuD-Anlagen mit 250 MW

Die Übertragung der elektrischen Energie erfolgt über 110, 330 und 400 kV-Leitungen. Über die 110 kV und 330 kV-Leitung wird Transnistrien, Moldawien und die Ukraine versorgt. Die 400 kV Übertragungsleitung ermöglicht die Kopplung mit der Ukraine, Bulgarien und mit Rumänien.

Die zwei weiteren wichtigen KWK-Anlagen, nämlich CHP-1 Chisinau und CHP-2 Chisinau oder auch CET-1 und CET-2, befinden sich im Umfeld der Hauptstadt Chisinau, wie man folgender Abbildung 35 entnehmen kann.

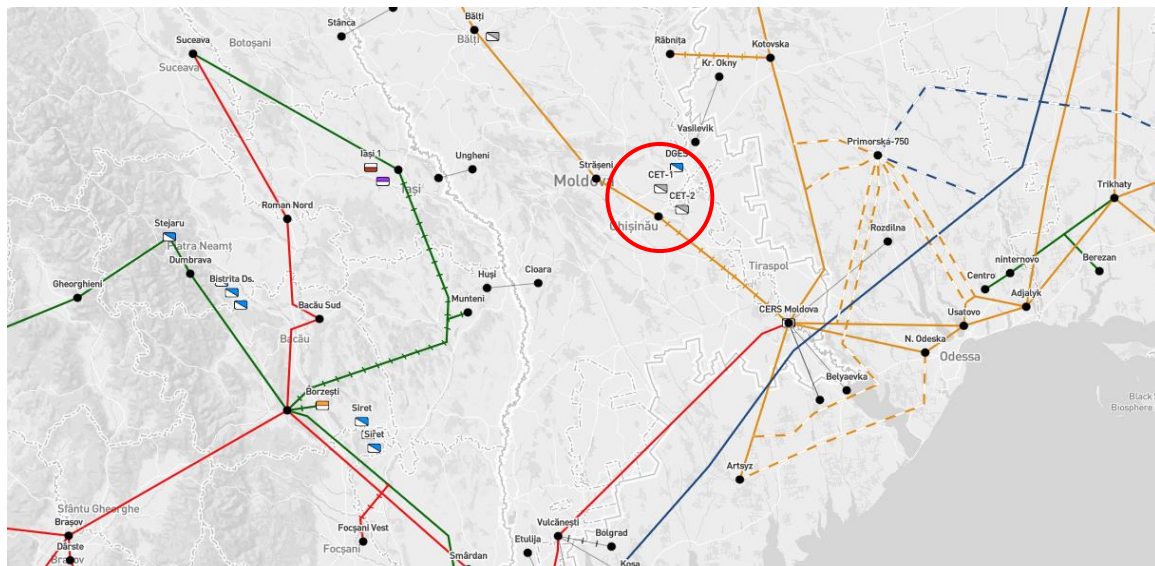


Abbildung 35: Lage der Kraftwerke CET-1 und CET-2⁹⁸

CET-1 wurde im Jahr 1951 in Betrieb genommen und laufend erweitert. Es wird mit Erdöl und Gas betrieben und verfügt über eine Leistung von 66 MW elektrisch und 457 MW Wärmeenergie. 1976 wurde dann CET-2 in Betrieb genommen um den deutlich angestiegenen Bedarf der Hauptstadt zu decken. Mit einer elektrischen Leistung von 240 MW und thermisch rund 1.400 MW ist es das größte Wärmekraftwerk des Landes.

3.2.2 Wasserkraftwerke

Wie bereits in den vorigen Kapiteln erwähnt, ist das Land äußerst arm an natürlichen Ressourcen. Allerdings verfügt es über ein umfangreiches hydrologisches System mit mehr als 3.000 Flüssen und Bächen. Die beiden größten Flüsse sind, die in den Karpaten entspringenden Flüsse Pruth und Dniester. Bisher sind allerdings erst 7 % des Wasserkraftwerkpotentials ausgebaut worden, was äußerst wenig im Vergleich mit anderen Ländern ist.

Das größte und wichtigste Wasserkraftwerk Dubossary HPP(DGES) befindet sich unweit von den beiden Kraftwerken CET-1 und CET-2, siehe vorherige Abbildung 35.

⁹⁸ (ENTSO-E Grid Map, 2016)

Es wurde 1951 bis 1954 gebaut und verfügt über eine installierte Leistung von 48 MW.

Ein weiteres kleineres Wasserkraftwerk befindet sich im Norden des Landes. Das HPP Kosteht hat eine Leistung von 16 MW.

3.2.3 Erneuerbare Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger ist noch in einem sehr frühen Stadium. Durch große Wasserkraftwerke werden heute rund 5 % der gesamten Elektrizität produziert. Die Wasserkraftwerk- Infrastruktur ist noch aus Sowjet-Zeiten und die Entwicklung anderer erneuerbarer Energiequellen bleibt gering, obwohl es in letzten Jahren eine geringe Erhöhung an ihrem Anteil gab, vor allem verursacht durch steigen der Erdgaspreise.⁹⁹

Der Großteil der Investitionen wurde im Bereich der Biokraftstoffe getätigt, hier vor allem Rapsöl und Ethanol, sowie der Verwendung landwirtschaftlicher Abfälle für Wärmeenergie in ländlichen Gebieten Moldawiens. So wurden bis Ende des Jahres 2013 29 MW an Biomasse- Heizungen installiert, vor allem in öffentlichen Gebäuden im Rahmen des „Energy and Biomass Project“, unterstützt durch die EU Kommission und die Vereinten Nationen. Heute gibt es fünf Kraftwerke, die mit erneuerbaren Energieträgern arbeiten und von ANRE genehmigt sind. Diese Erzeugung umfasst: 1,1 MW Wind Kapazität, 405 kW Biokraftstoff und 106 kW Solar- Photovoltaik. Bestehende Fördermaßnahmen umfassen neben garantierter Abnahme - Verpflichtungen für Energieversorger auch regulierte Preise für Erzeugung mithilfe von Erneuerbaren Energieträgern.

Im Rahmen der Energieziele für 2030 wurde von der Regierung der Fokus auf nachhaltige Entwicklung gelegt. So sollen im Rahmen dieser Maßnahmen das Erreichen eines Anteils von 20 % erneuerbarer Energie bis 2020 erreicht werden. Im Rahmen der Mitgliedschaft in der Energy Community wurde lediglich ein verbindlicher Anteil von 17 % bis 2020 gesetzt. Diese beiden Ziele sind äußerst ehrgeizig, wenn man bedenkt, dass laut moldawischer Statistik sich der Anteil der erneuerbaren Energien nur auf etwa 4 % beläuft. So werden im Rahmen dieser Energieziele 2030 400 MW zusätzliche Kapazitäten von erneuerbarer Energie bis 2020 geplant. Die Finanzierung soll vor allem durch private Investoren erfolgen, also gilt es für die Moldawische Regierung durch günstige Tarife und steuerliche Erleichterungen für Investoren Anreize zu schaffen.

Der prognostizierte Kraftwerkspark Moldawiens soll dann gemäß den Daten der Regulierungsbehörde ANRE bis 2033 folgendermaßen aussehen (Tabelle 16).

⁹⁹ (International Energy Agency, 2015, S. 260)

Jahr	2012	2013	2015	2019	2020	2025	2030	2033
CHP-1	25	27	0	0	0	0	0	0
CHP-2	202	209	222	222	273	273	273	273
CHP-3	0	0	0	0	250	250	250	250
CHP-Nord	20	20	20	20	20	20	20	20
Dubossary HPP	48	48	48	48	48	48	48	48
MGRES TPP	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
RES	0	0	0	3	3	3	3	3

Tabelle 16: Prognostizierter Kraftwerkspark bis 2033 in MW¹⁰⁰

3.3 Das Elektrizitätsnetz

Das moldawische Elektrizitätsnetz besteht aus 4.402 km Übertragungs- und 56430 km Verteilungsnetz und täglich werden 1,3 Millionen Konsumenten damit versorgt. Üblicherweise besteht das Netz aus 400 kV-, 330 kV-, 110 kV-, 35 kV-, 6-10 kV- und 0,4 kV- Leitungen. Grundsätzlich arbeitet das Elektrizitätsnetz Moldawiens synchron mit dem der Ukraine.

Die beiden Länder sind über 11 110 kV-Leitungen und 7 330 kV-Leitungen miteinander gekoppelt. Die Energie, die aus der Ukraine importiert wird, wird über Energocom, einem staatlichen Unternehmen, zu nicht-regulierten Preisen bezogen. Weiters gibts es auch Verbindungen mit Rumänien, allerdings nicht synchron, da Rumänien Teil des ENTSO-E Netzwerkes ist. Momentan arbeiten die beiden Systeme als „Insel“.

Wie bereits im Eingangskapitel erwähnt, arbeitet Moldawien zurzeit daran eine Kopplung an das ENTSO-E-Netz zu realisieren, für diese Kopplung sind allerdings noch einige technische Schritte nötig: Zum einen müssen noch zwei weitere 400 kV und eine 110 kV Leitung nach Rumänien errichtet werden, zum anderen müssen die bestehenden saniert und modernisiert werden.¹⁰¹

Der aktuelle Stand der länderübergreifenden Verbindungsleitungen wird in folgender Tabelle 17 veranschaulicht.¹⁰²

	Spannung [kV]	Anzahl	Länge [km]
Verbindung mit der Ukraine	330	7	505
	110	11	272
Verbindungen mit Rumänien	400	1	59
	110	3	37

Tabelle 17: Verbindungsleitungen zwischen Moldawien der Ukraine und Rumänien

Diese Verbindungsleitungen kann man auch folgender Karte entnehmen (Abbildung 36):

¹⁰⁰ (World Bank Group, 2015)

¹⁰¹ (International Energy Agency, 2016)

¹⁰² (International Energy Agency, 2015, S. 252)

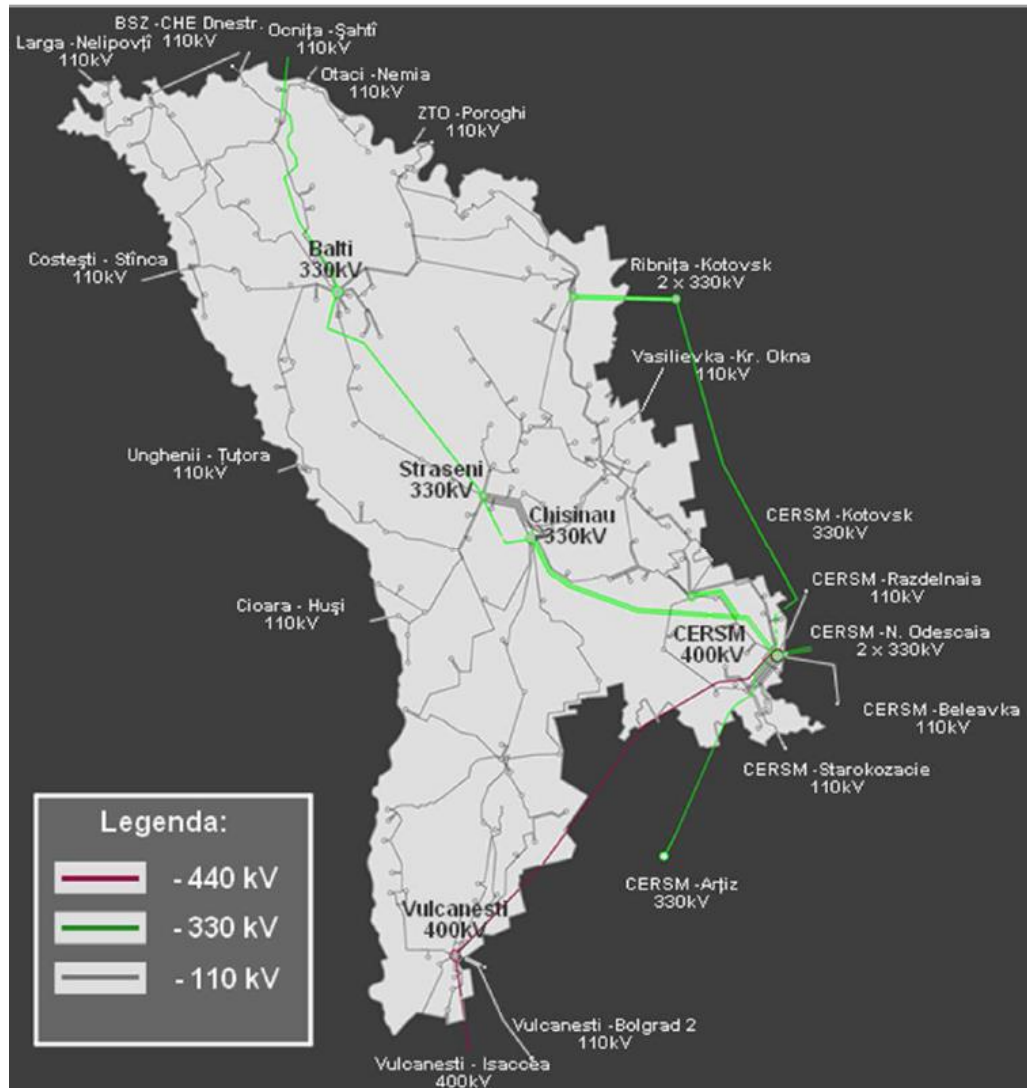


Abbildung 36: Moldawiens Übertragungsnetz¹⁰³

Die moldawische Infrastruktur ist alt und ineffizient und dadurch ist auch die Versorgungssicherheit eingeschränkt. Für die Wartung der Infrastruktur sind Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber verantwortlich, welches sich zum Ziel gesetzt haben die Kosten zu senken und die Effizienz zu steigern. Denn wie schon im Kapitel „Aktuelle Energiestrategien“ erwähnt, hat das nationale Programm für Energieeffizienz 2011-2020 zum Ziel, die Verluste in den Übertragungs- und Verteilungsnetze, bis 2020 um 11 % für Strom zu reduzieren.

Eine moderne und effiziente Infrastruktur würde natürlich auch gleichzeitig die Versorgungssicherheit steigern. Dies ist auch nötig um sich an die Qualität des Stromnetzes der Europäischen Union anzupassen. Um dieses Ziel zu realisieren gibt es wie zuvor in der Ukraine beschrieben einige PECE-Projekte die es zu verwirklichen gilt¹⁰⁴ und in Tabelle 18 dargestellt wird.

¹⁰³ (Agency for Energy Regulation of Moldova (ANRE), 2014)

¹⁰⁴ (Energy Community, 2013)

Beteiligtes Land	Elektrizitäts-Infrastruktur	Elektrizitäts-Erzeugung	Gas-Infrastruktur	Öl-Infrastruktur	Gesamt
Ukraine	2	-	1	-	3

Tabelle 18: Projects of Energy Community Interests

Bei den Infrastruktur-Projekten handelt es sich um die Projekte ET015 und ET016, das sind die zwei oben genannten Leitungen nach Rumänien. Wobei ET015 von Balti (MD) nach Suceava (RO) führt und ET016 von Straseneni (MD) nach Iasi (RO) (siehe Abbildung 37).

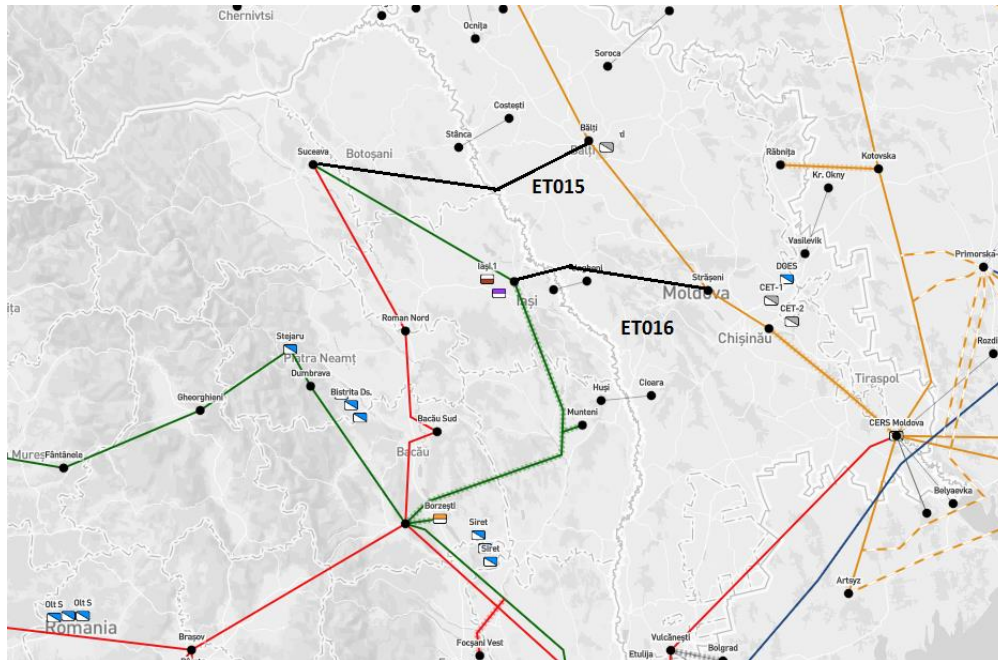


Abbildung 37: Aktuelle PECE-Projekte¹⁰⁵

3.4 Die Verbraucherseite

Im Jahr 2013 betrug der Elektrizitätsbedarf Moldawiens 4.496 GWh, welcher sich folgendermaßen zusammensetzt (Abbildung 38).

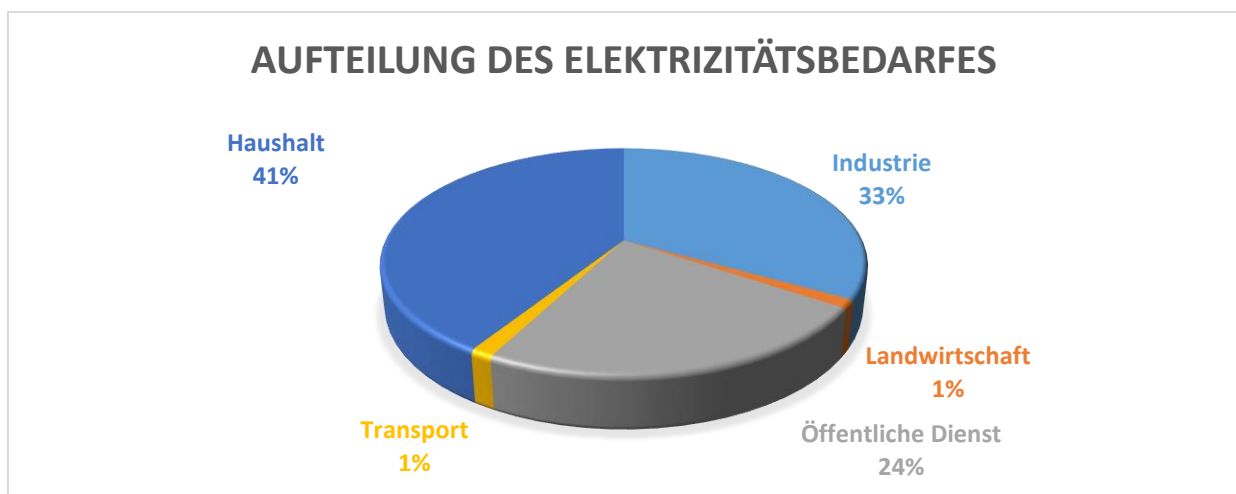


Abbildung 38: Aufteilung des Elektrizitätsbedarfes¹⁰⁶

¹⁰⁵ (ENTSO-E Grid Map, 2016)

Moldawien ist sehr stark auf Stromimporte aus der Ukraine angewiesen, die im Jahr 2013 1,5 TWh ausmachten, was ungefähr 25 % der Gesamtnachfrage entsprach. Der Import aus der Ukraine ist allerdings sehr volatil, so betrug er im Jahr 2008 3 MWh und in den Jahren 2007 und 2009 gab es fast keine Importe. Der Gesamtimport im Jahr 2014 betrug 3.297 kWh.

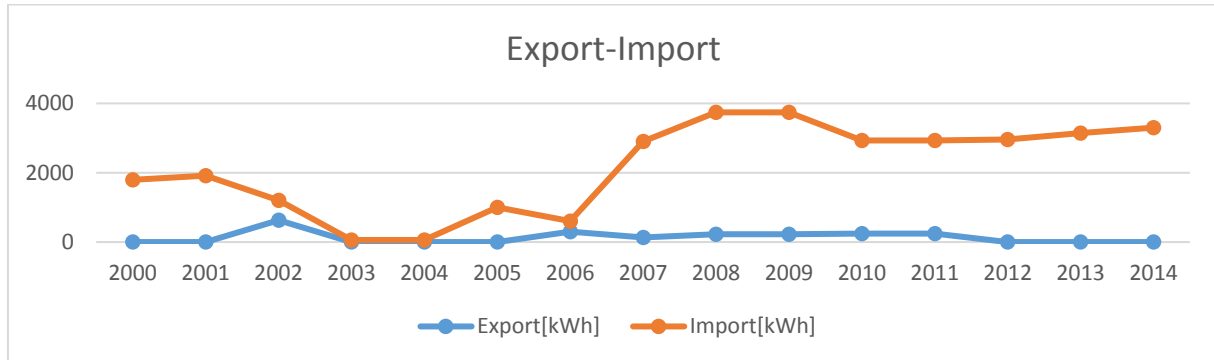


Abbildung 39: Vergleich zwischen Exporten und Importen von Elektrizität¹⁰⁷

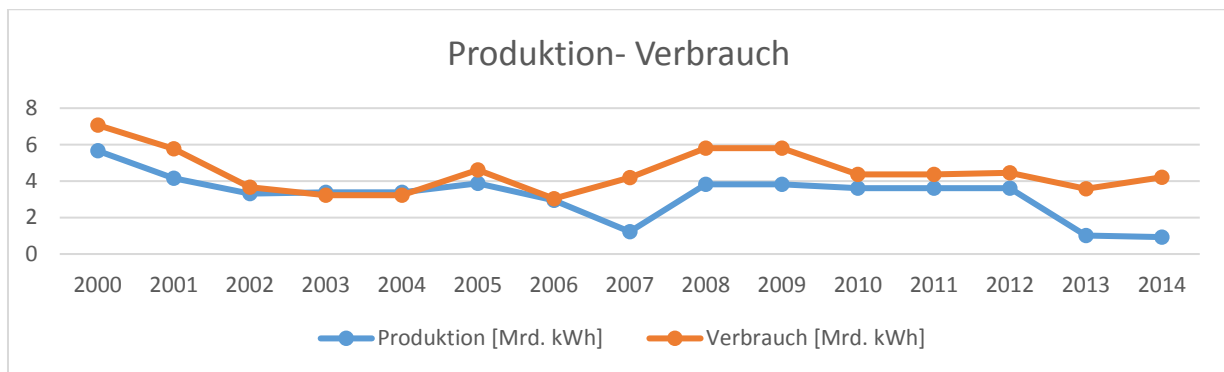


Abbildung 40: Vergleich zwischen Elektrizitäts-Produktion und Verbrauch¹⁰⁸

Die Energieintensität Moldawiens betrug im Jahr 2012 0,25 Mtoe pro 1.000 USD BIP¹⁰⁹. Somit befindet sich das Land eher im Mittelfeld verglichen mit Ländern der Umgebung wie zum Beispiel Turkmenistan, Usbekistan, Ukraine und Kirgisistan, wie man folgender Abbildung 41 sehr gut entnehmen kann.

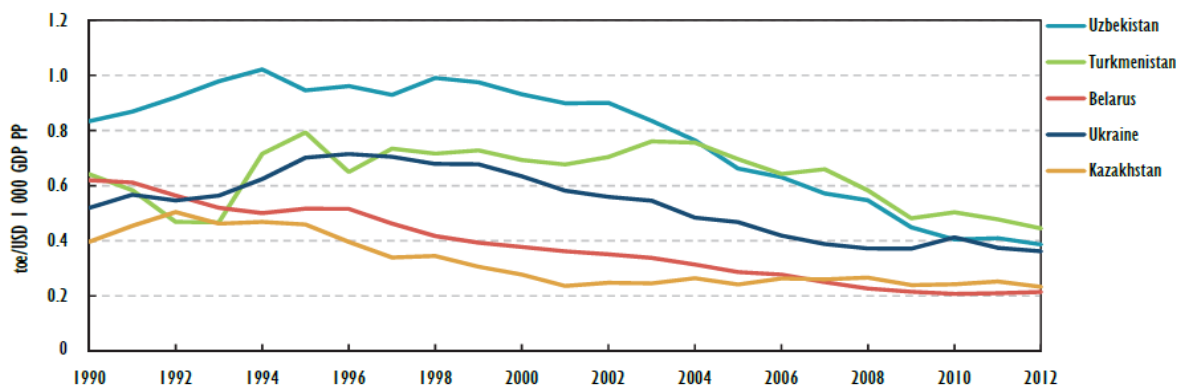


Abbildung 41: Energieintensität Moldawiens von 1990 bis 2012¹¹⁰

¹⁰⁶ (International Energy Agency, 2016)

¹⁰⁷ (CIA World Factbook, 2015)

¹⁰⁸ (CIA World Factbook, 2015)

¹⁰⁹ (International Energy Agency, 2015, S. 242)

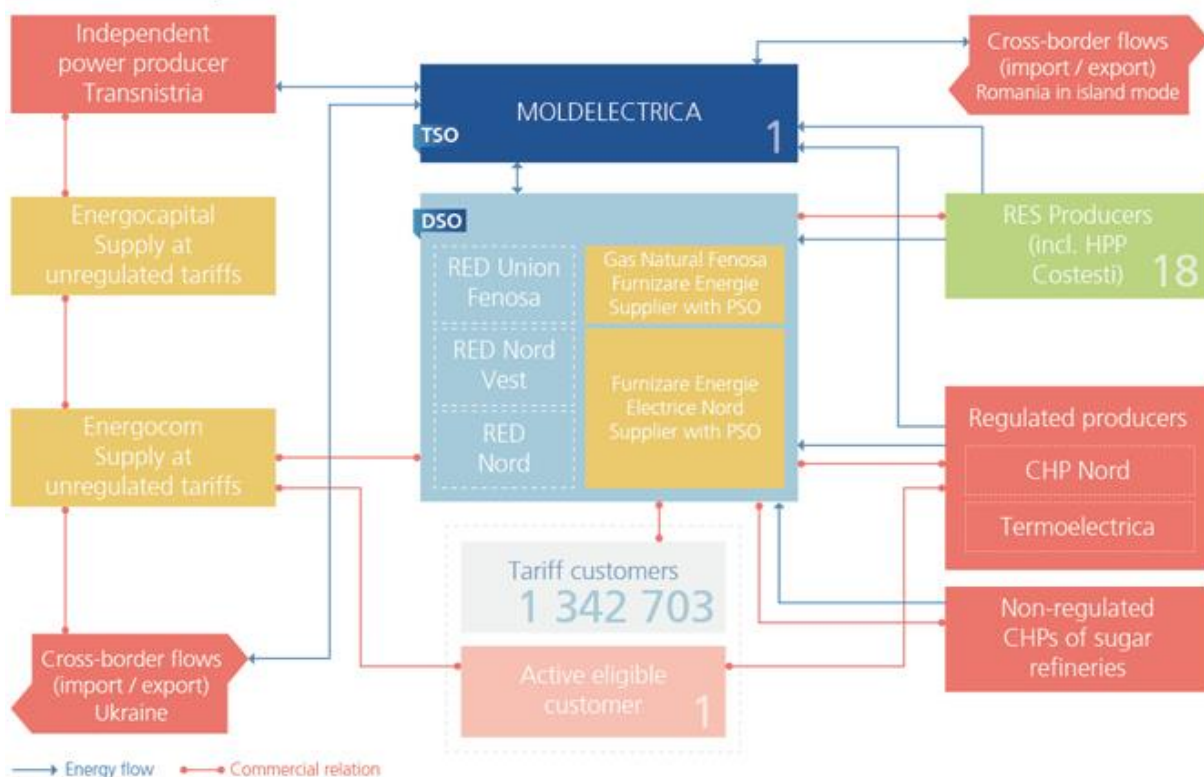
¹¹⁰ (International Energy Agency, 2015)

3.5 Der Elektrizitätsmarkt

Wie bereits im Kapitel *Elektrizitätsnetz* erwähnt ist das staatliche Unternehmen Moldelectrica der einzige Übertragungsnetzbetreiber, welcher rechtlich und funktional von Erzeugung, Übertragung und Verteilung entflochten ist. Die drei Verteilungsnetzbetreiber mit regulierten Tarifen sind RED Nord (26,7 % Marktanteil), RED Nord-Vest(8,7 %) and RED Union Fenosa(71,1 %) ¹¹¹, wobei RED Nord und RED Nord-Vest in staatlicher Hand sind und RED Union Fenosa privatisiert ist.

Zusätzlich gibt es seit Januar 2015 „Gas Natural Fenosa Furnizare Energie“ und seit August 2015 „Furnizare Energie Electric Nord“ welche als Erzeuger fungieren aber komplett von der Verteilung entbündelt sind. Die Gesamtstruktur ist in Abbildung 42 dargestellt.

Moldova's Electricity Market Scheme



Source: Compiled by the Energy Community Secretariat

Abbildung 42: Moldawiens Elektrizitätswirtschaft ¹¹²

Ein einziges staatliches Versorgungsunternehmen (Furnizare Energie Nord) hat eine Versorgungslizenz und versorgt Endkunden über die beiden staatlichen Verteilungs-Gesellschaften. Separate Unternehmen müssen von der Regulierungsbehörde NERC genehmigt zu werden, um auf dem freien Markt zu versorgen. Bei ENERGOCOM handelt es sich nur um den „Single Buyer“ für Importe.

Laut einer Studie der ESMAP fehlt es für einen wettbewerbsfähigen Markt noch an Regulierungen und den nötigen Rahmenbedingungen.

¹¹¹ (ESMAP, 2015)

¹¹² (Energy Community, 2016)

3.6 Gaswirtschaftlich relevante Aspekte

Bis März 2015 war Moldawien vollkommen abhängig von Gasimporten aus Russland. Als jedoch die Iasi-Ungheni-Pipeline in Betrieb genommen wurde, wurde diese vollkommene Abhängigkeit gebrochen. Auch Importe aus Rumänien spielen seither eine wichtige Rolle. Das Land bleibt aber weiterhin abhängig von russischen Importen und ist ein wichtiger Transitmarkt für russisches Gas, welches über Moldawien in die Türkei und in die Balkanländer gelangt. Wichtige Transitverbindungen sind in Tabelle 19 dargestellt.¹¹³

Pipeline	Kapazität [Mrd m ³]	Länge (in Moldawischen Gebiet) [km]
Ananiev – Tiraspol – Izmail	20	63
Razdelinaia – Izmail	14,6	92
Sebelinka – Dnepropetrovsk – Krivoi Rog – Razdelinaia – Izmail	20	92
Ananiev – Cernauti – Bogorodceni	10	185

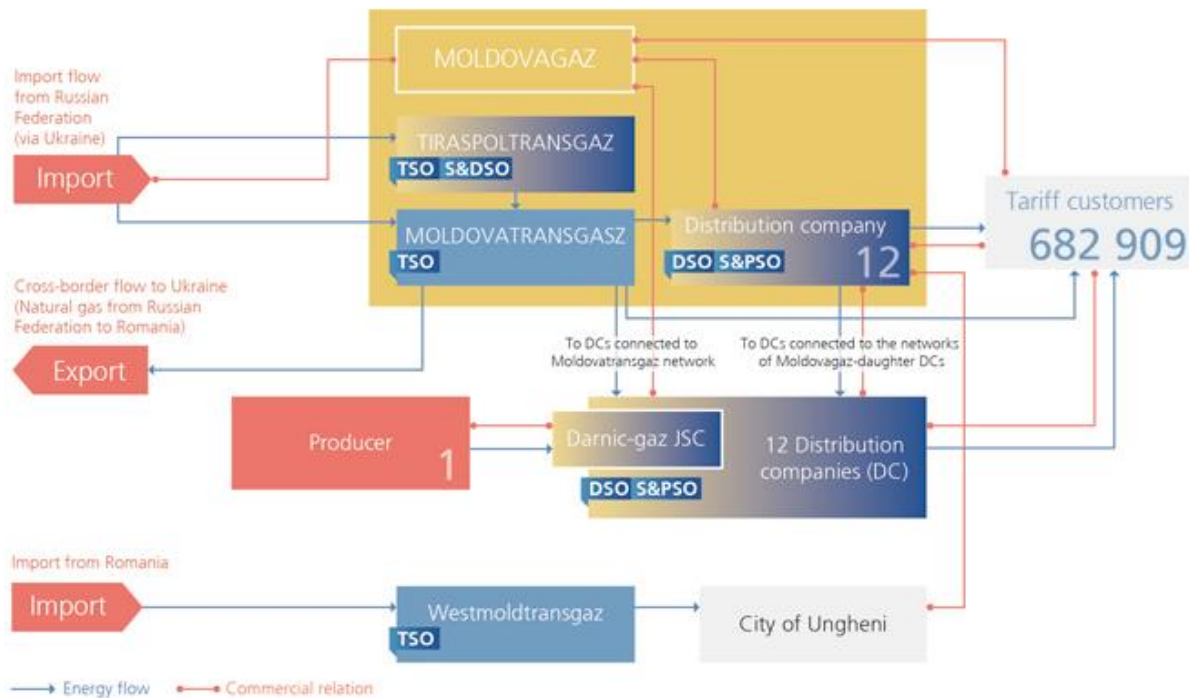
Tabelle 19: Wichtigste Transitverbindungen

Der Gasmarkt Moldawiens ist vollständig monopolisiert. Alle Aktivitäten wie die Einfuhr, die Lieferung, grenzüberschreitende und nationale Übertragung, Verteilung und Handel, werden durch ein vertikal integriertes Unternehmen, (Moldovagaz) ausgeführt. Moldovagaz-Anteile werden aufgeteilt zwischen dem Staat (36,6 %), den Behörden in Transnistrien (13,4 %) und Gazprom (50 %).

Moldovagaz fungiert auch als Importeur und besitzt zwei Tochterfirmen: Moldovatrangaz und Tiraspoltrangaz. Diese beiden betreiben das Übertragungssystem. 11 kleinere Tochtergesellschaften von Moldovagaz betreiben das Verteilungssystem und eine weiter das System in Chisinau. Folgende Abbildung 43 verdeutlicht die Gesamtstruktur.

¹¹³ (International Energy Agency, 2015)

Moldova's Gas Market Scheme



Source: Compiled by the Energy Community Secretariat

Abbildung 43: Struktur des Gasmarktes in Moldawien¹¹⁴

Das System der Gasversorgung verfügt über 23.685 km Länge, wovon ca. 600 km Transit- Pipelines sind (Abbildung 44).

Wie bereits erwähnt wurde im August 2014 der Bau der Ungheni-Iasi-Gaspipeline von Rumänien mit einer Länge von 43 km abgeschlossen. Sie ging im März 2015 in Betrieb und bricht die vollkommene Abhängigkeit von russischen Gasimporten. Die Regierung berät momentan über eine Verlängerung dieser Pipeline bis in die Hauptstadt.

¹¹⁴ (Energy Community, 2016)



Abbildung 44: Struktur des Gasnetzes Moldawiens¹¹⁵

Das gesamte Gasnetz wird laufend saniert, wobei Moldavagaz ein Investitionsprogramm zusammengestellt hat, welches 1.920 km Übertragungsleitungen und 25.000 km Verteilungsleitungen umfasst.

Das aktuell einzige PECCI-Projekt des Landes, welches im Zuge der Mitgliedschaft der Energy Community umgesetzt wird, ist ein Infrastrukturprojekt. Hierbei handelt es sich um das Projekt mit der Bezeichnung G012¹¹⁶, siehe folgende Abbildung 45.

¹¹⁵ (International Energy Agency, 2015)

¹¹⁶ (Energy Community, 2013)



Abbildung 45: Aktuelles PEI-Gas-Projekt¹¹⁷

G012 ist eine unterirdische Gasspeicher-Anlage in Cazaclia. Von hier aus könnten Moldawien und andere Balkan-Länder im Bedarfsfall versorgt werden. Das Volumen dieses Speichers würde 7.410 Mio. m³ betragen.

¹¹⁷ (Energy Community, 2013, S. 10)

4 Szenario-Analyse zur elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung der Länder Ukraine und Moldawien

4.1 Das Simulationsmodell ATLANTIS

Das Simulationsmodell wird seit etlichen Jahren vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation betrieben und bildet es die europäische Elektrizitätswirtschaft realitätsnah ab.

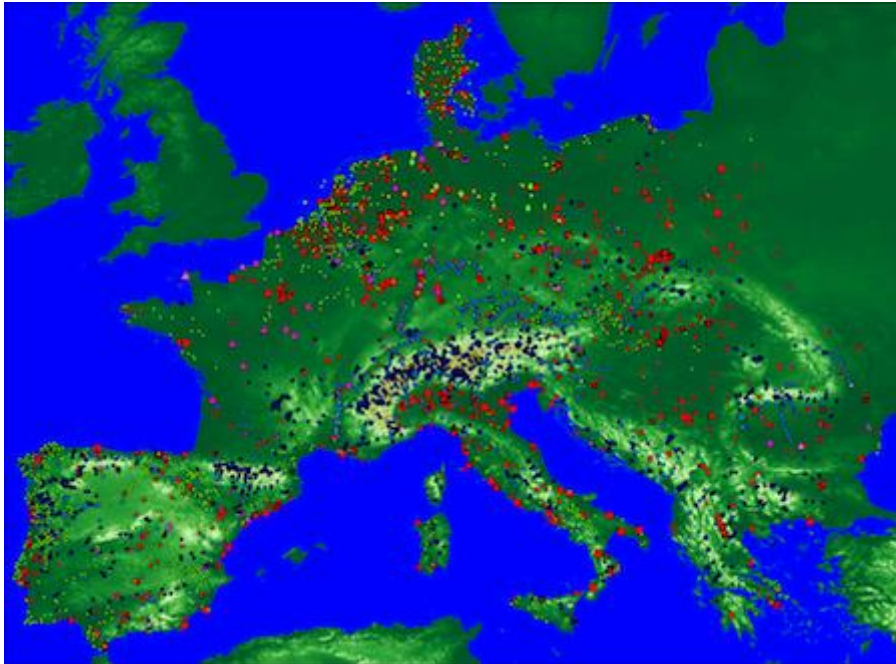


Abbildung 46: Darstellung des europäischen Kraftwerksparkes im ATLANTIS Modell¹¹⁸

Das Modell stellt den Bereich des kontinentaleuropäischen UCTE Übertragungsnetzes dar. Die wichtigsten Elemente dieses Modelles sind zum einen der Kraftwerkspark, das übergeordnete Verbundnetz, hier vor allem die 400- und 220-kV Ebenen, und der regionale Bedarf der Kunden.

Das System wurde geschaffen um Szenarien entwickeln zu können und basierend auf diesen Szenarien dann fundierte wissenschaftliche Aussagen zu treffen.

¹¹⁸ (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz, 2016)

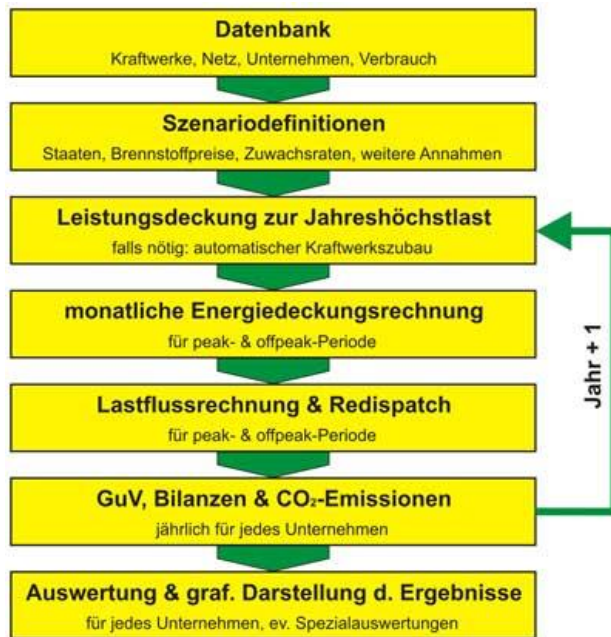


Abbildung 47: Ablauf einer Simulation in ATLANTIS¹¹⁹

Diese Aussagen sollen dann vor allem in Hinblick auf den fortschreitenden Klimawandel, und erhöhter Energieimportabhängigkeit zu einer positiven Entwicklung der europäischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft führen.

4.2 Beschreibung der methodischen Vorgangsweise

Die Ukraine und Moldawien waren bisher in ATLANTIS noch nicht abgebildet. Vor allem deswegen, weil gerade diese beiden Länder bisher, mit Ausnahme des kleinen Gebietes der West- Ukraine, noch nicht synchron mit kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz der ENTSO-E sind.

Nach gründlicher Recherche und Analyse der Elektrizitätswirtschaften der beiden Länder, wurden die gesammelten Daten systematisch in das ATLANTIS-Dateiformat überführt, um später eine Szenario Analyse durchführen zu können.

Hierzu wurde der Kraftwerkspark, die Leitungen, Netzknoten, und die Verbrauchersituation der beiden Länder mit einer geografischen Referenzierung versehen und mit einer vorgegebenen Nomenklatur in das ATLANTIS-System integriert.

Für den Kraftwerkspark waren vor allem Daten wie Typ, Brennstoff und installierte Leistung von Interesse. Die Leitungen wurden unterschieden nach Spannungsebenen, wobei für dieses Modell vor allem die 220-, 330-, 500-, und auch die 750 kV-Ebenen von Bedeutung sind. Eine Leitung verbindet jeweils zwei Netzknoten miteinander. Auf diese Netzknoten wird die Bevölkerung aufgeteilt und somit ist auch der regionale Verbrauch zugeteilt. Konkret wird hierbei zuerst das Land in NUTS-2 Ebenen eingeteilt, welcher jeweils eine gewisse Bevölkerungsanzahl zugeteilt wurde. Dann wird einem Knoten innerhalb dieser NUTS-Ebene dieser Bevölkerungsanteil zugewiesen. Die Erfahrung zeigt, dass die Bevölkerungsverteilung sehr gut mit dem Energieverbrauch des jeweiligen Gebietes

¹¹⁹ (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz, 2016)

korreliert. Für die großen industriellen Zentren des Landes, also vor allem im Osten des Landes, wurde noch eine zusätzliche Gewichtung auf die Knoten hinzugefügt.

4.3 Stand-Alone Simulation

In dem verwendeten Modell soll die Ukraine ohne den Bereich von Ukraine West, also jenem Gebiet, das bereits mit der ENTSO-E synchron ist und Moldawien betrachtet werden. Es wird also ein Insel-System betrachtet. Hierfür wichtig sind die Sticheleitungen ins IPS-Übertragungsnetz. Somit fließen die Strom-Importe und Exporte nach Weißrussland und Russland mit in das definierte Modell ein. Schematisch wurde auch eine Verknüpfung bei der West- Ukraine verwendet, welche für die Simulation erforderlich ist.

Mithilfe des Modells sollen im ersten Schritt mögliche Problemzonen innerhalb des Übertragungsnetzes sichtbar werden und die Auswirkungen von Kraftwerks- und Leitungsneubauten dargestellt werden.

Da die technische Nutzungsdauer der einzelnen Kraftwerke beschränkt ist, müssen für weitere Simulationen gewisse Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks getroffen werden. Es wird im Szenario davon ausgegangen, dass für jeweils beide Länder die gewünschten Ziele eintreffen. Das heißt, dass für die Ukraine die Ziele bis 2035 gemäß White Book (vgl. Kapitel 2.2) eintreffen, welche man folgender Tabelle 20 entnehmen kann:

		2013	2020	2025	2030	2035
Installierte Kapazität	GW	54,6	52,0	57,5	60,6	66,8
TPP	GW	34,2	27,2	29,8	29,8	31,8
TPP Biomasse	GW	0,02	0,8	1,8	2,3	2,4
NPP	GW	13,8	14,8	15	15	18
HPP	GW	4,6	5	5,4	6,2	6,2
PSPP	GW	0,87	2,6	3,6	4,7	4,7
WPP	GW	0,34	1,4	2,1	2,7	3,4
SPP	GW	0,75	1,0	1,6	2,2	2,7

Tabelle 20: Prognostizierter Kraftwerkspark der gesamten Ukraine bis 2035¹²⁰

Für das Land Moldawien wird von der Entwicklung des Kraftwerkparkes gemäß der Regulierungsbehörde ANRE ausgegangen, siehe Tabelle 21.

¹²⁰ (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014, S. 14)

		2012	2013	2015	2019	2020	2025	2030	2033
Installierte Kapazität	MW	1.995	2.004	1.990	1.993	2.294	2.294	2.294	2.294
CHP-1	MW	25	27	0	0	0	0	0	0
CHP-2	MW	202	209	222	222	273	273	273	273
CHP-3	MW	0	0	0	0	250	250	250	250
CHP-Nord	MW	20	20	20	20	20	20	20	20
Dubossary HPP	MW	48	48	48	48	48	48	48	48
MGRES TPP	MW	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
RES	MW	0	0	0	3	3	3	3	3

Tabelle 21: Prognostizierter Kraftwerkspark Moldawiens bis 2033¹²¹

Im Fall der Ukraine sind die Werte für die Ukraine-West zu berücksichtigen, also abzuziehen. Diese Veränderungen sind aber minimal, da es hier lediglich drei größere thermische Kraftwerke gibt. Die Kapazitäten der erneuerbaren Energieträger wurden auf die Bevölkerung aufgerechnet. Das ergibt dann folgende Zusammensetzung (siehe Tabelle 20).

		2013	2020	2025	2030	2035
Installierte Kapazität	GW	52,0	50,6	56,8	60,3	66,4
TPP	GW	31,7	25,2	27,6	27,6	29,4
TPP Biomasse	GW	0	0,8	1,8	2,3	2,4
NPP	GW	13,8	14,8	15,0	15,0	18,0
HPP	GW	4,6	5,5	5,4	6,2	6,2
PSPP	GW	0,9	2,6	3,6	4,7	4,7
WPP	GW	0,3	1,3	2,0	2,5	3,2
SPP	GW	0,7	0,9	1,5	2,1	2,5

Tabelle 22: Prognostizierter Kraftwerkspark der Ukraine-Ost nach eigenen Berechnungen¹²²

Dieser prognostizierte Kraftwerkspark wird in Abbildung 48 noch einmal grafisch dargestellt.

¹²¹ (World Bank Group, 2015)

¹²² (Nationale Institute for Strategic Studies, 2014)

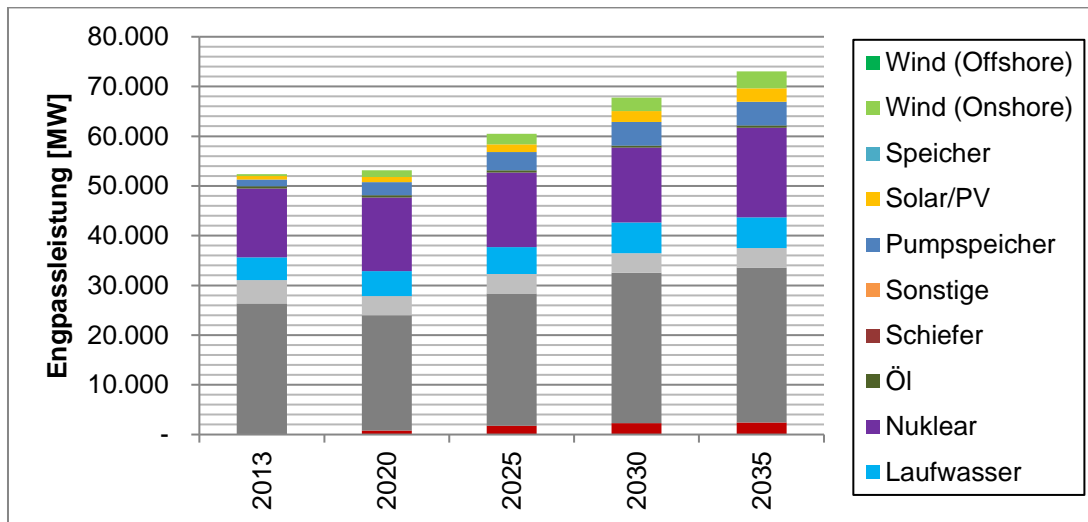


Abbildung 48: Prognostizierter Kraftwerkspark für die Ukraine gemäß der Energiestrategie

Wirtschaftlich von großer Bedeutung für das ATLANTIS- Modell sind auch die angenommenen Brennstoffpreise. Von ihnen hängt ab, welche Kraftwerke eingesetzt werden. Wie bereits erwähnt, versucht das System immer möglichst kosteneffizient den zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark einzusetzen. Folgende Grafik (Abbildung 49) gibt einen Überblick über die angenommenen Brennstoffpreise der beiden Länder.

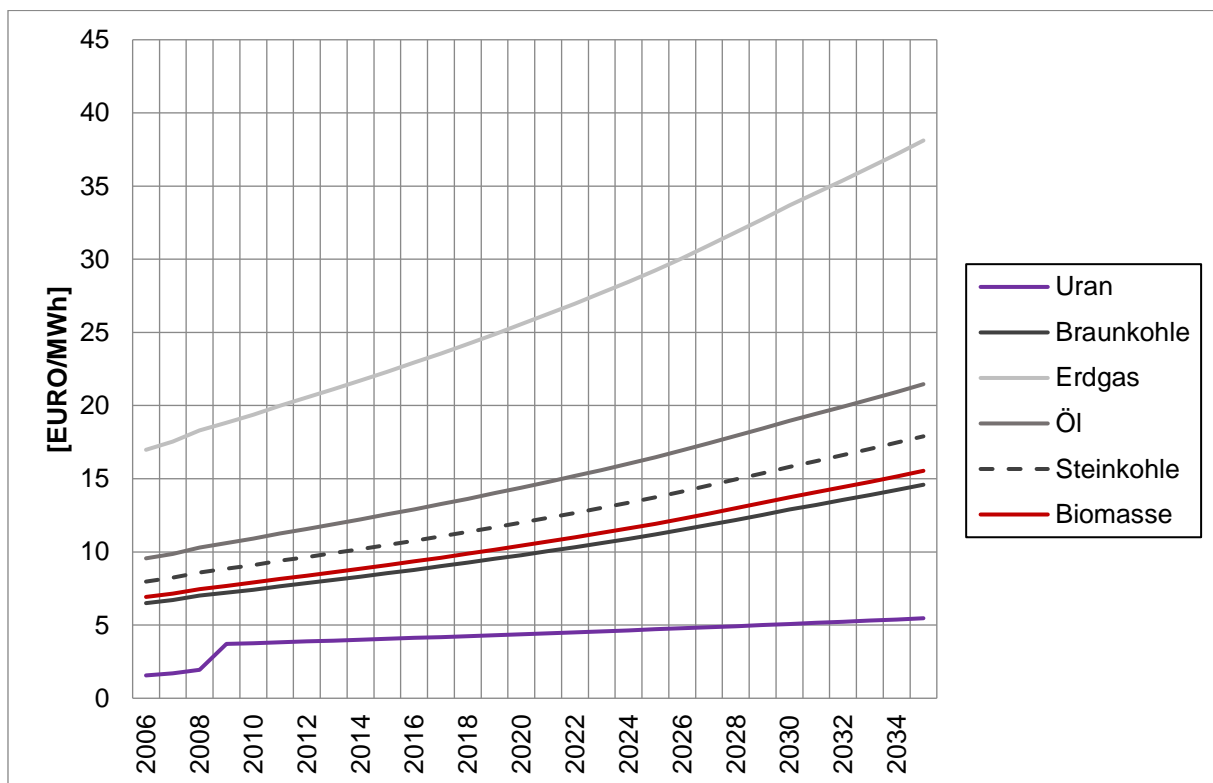


Abbildung 49: Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise

Neben den Preisen ist auch die Inflation der beiden Länder von großer Bedeutung für die Simulation. Es wurden von 2006 bis 2015 tatsächliche Werte festgelegt. Ab 2016 wurden Werte angenommen. Für Moldawien wurde eine zukünftige Inflation von 4 %

definiert, gemäß den Einschätzungen der Moldawischen Nationalbank¹²³. Bei der Ukraine wurde aufgrund der unsicheren politischen und wirtschaftlichen zukünftigen Entwicklung eine Inflation von 2 % angenommen, wie sie in der ATLANTIS Datenbank für Länder dieser Region angenommen wurde (Abbildung 50).

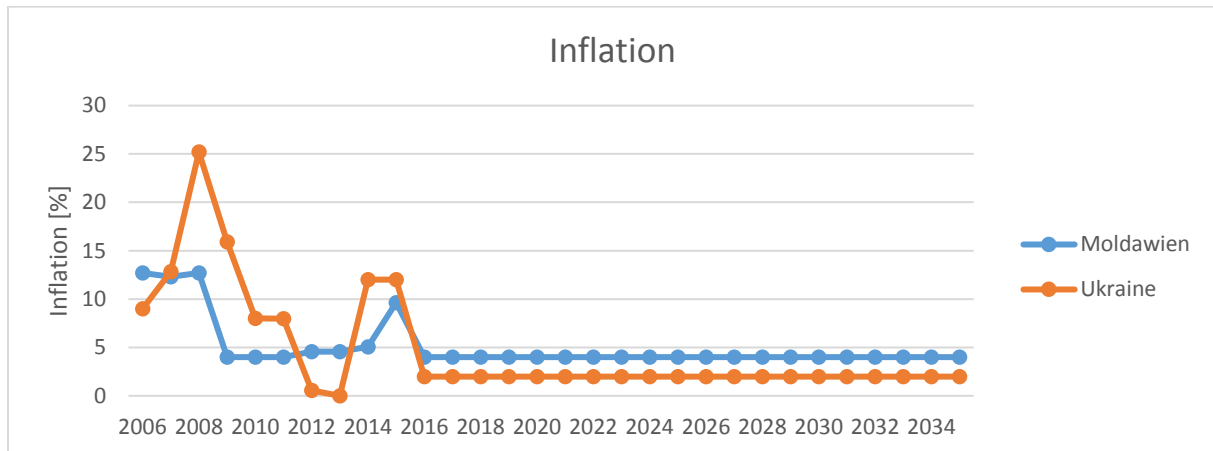


Abbildung 50: Verlauf der Inflation der beiden Länder

Die Dauerlinien und damit der stündliche Verbrauch für das Basisjahr 2006 waren bekannt und wurden dann mittels prozentuellem Verbrauchswachstums für die folgenden Jahre abgestimmt. Für die Ukraine musste der Verbrauch der West-Ukraine abgezogen. Folgende Abbildung 51 zeigt die Dauerlinie des Jänners im Jahr 2013.

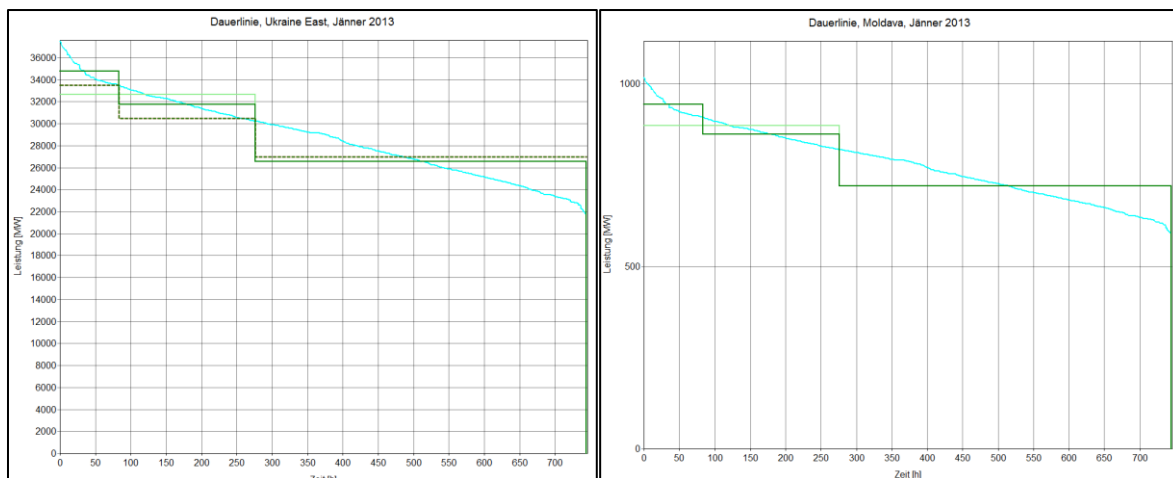


Abbildung 51: Dauerlinie des Jahres 2013, Links: Ukraine Rechts: Moldawien

Der gesamte Verbrauch des Jahres ist in zwei Peak und eine off-Peak-Periode eingeteilt ist. Die Peak- Perioden wurden wie man Abbildung 51 entnehmen kann, im Verhältnis 30/70 aufgeteilt und die off- Peak -Perioden wurden im Verhältnis 100/1 aufgeteilt. Diese kurze Abstufung wurde als sinnvolle Unterteilung für den Bedarf in eine aggregierte Spitzenlastperiode gewählt.

Bei diesem Stand-Along-Szenario werden nun die beiden Länder entkoppelt von dem europäischen Übertragungsnetz und lediglich über Sticheleitungen mit Weißrussland und Russland verbunden, betrachtet. Der Import von Russland bzw. der Export nach Weißrussland wurde ebenfalls berücksichtigt. Für den Export nach Weißrussland wurde jener vom Ausgangsjahr 2006 als Verbrauch Weißrusslands

¹²³ (National Bank of Moldova, 2016)

definiert, von diesem ausgehend wird dann jährlich über den Verbrauchsanstieg die prozentuelle Veränderung zum Vorjahr definiert, so kann in diesem Modell die Variation des Exportes gut dargestellt werden. Für Russland andererseits war dies schon schwieriger, da der Import und Export von Jahr zu Jahr sehr stark variiert. Da die Daten aber eher auf einen zukünftigen Import-Trend hinweisen, wurde angenommen, dass die Ukraine von Russland importiert. Als Referenzjahr wurde hier das Jahr 2014 angenommen. Um diesen Import in das Modell zu integrieren, wurden auf russischer Seite Dummy- Kraftwerke mit entsprechender Kapazität positioniert. Das Netz auf russischer und weißrussischer Seite, im Gegensatz zu dem der Ukraine und Moldawiens, stellt nicht die tatsächlichen Verhältnisse dar, sondern sollte nur schematisch möglichst realitätsnah die Gegebenheiten simulieren. Um einen Engpass im Westen der Ukraine entgegenzuwirken, der durch fehlende Verbindungen zur Ukraine-West verursacht wird, wurde ein Dummy-Kraftwerk von 800 MW positioniert um eine fehlerfreie Simulation zu ermöglichen.

Ziel war es in erster Linie aktuelle und mögliche zukünftige Schwächen im Energienetz der beiden Länder zu finden. Interessant ist für unsere Untersuchungen auch, ob und wie die aktuellen Leitungsprojekte Einfluss auf das restliche Übertragungssystem haben. Zum einen geht es beispielsweise dabei um eine 750kV-Leitung vom Rivnenska Nuklearkraftwerk nach Kiew (siehe Abbildung 52) und zum anderen um eine Verbindung vom Nuklearkraftwerk Zapoizka nach Kkakhovska (siehe Abbildung 53).

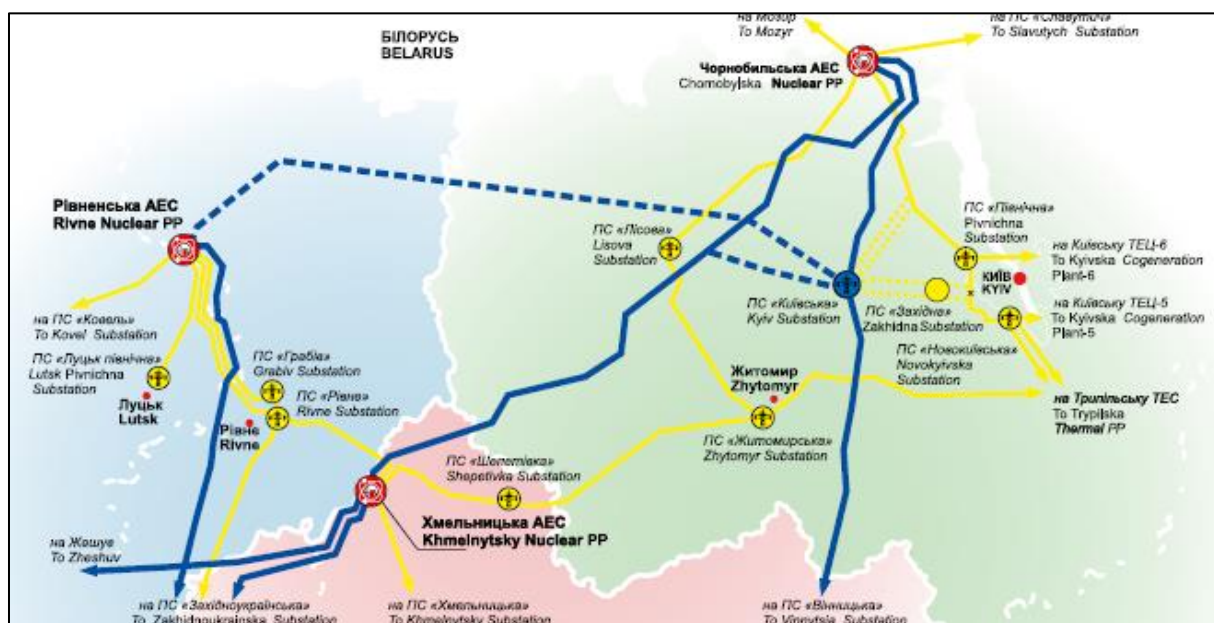


Abbildung 52: geplante 750 kV Leitung LTGUA104



Abbildung 53: Geplante 750kV Leitung LTGUA210¹²⁴

Angenommen wird hierbei, dass die Kiew Leitung im Jahr 2014 ans Netz gegangen ist und die Kachowka im Jahr 2017 in Betrieb gehen wird. Weitere Leitungen dieser Spannungsebene sollen in näherer Zukunft in Betrieb gehen, um so den gut erkennbaren 750 kV-Ring des Landes zu vervollständigen.

Weitere Leitungsprojekte der 220 kV- und 330 kV- Ebene wurden untersucht. Hierbei handelt es um Projekte die gemäß der ENTSO-E-Karte noch im Bau oder in Planung sind.

Einen Überblick über die aktuell realisierten und in naher Zukunft angenommenen realisierter Projekte soll folgende Tabelle 23 verschaffen.

LeitungsID	Inbetriebnahme	Von	Nach
LTGUA104	2014	Kiew	Riwne NPP
LTGUA210	2017	Kachowka	Zaporizhzhya NPP
LTGUA211	2020	North-Ukraine 750	Tschernobyl
LTGUA233	2020	Dniester HPP	Chmelnyzkyj NPP
LTGUA234	2020	Dniester HPP	Dniester 750kV-2
LTGUA238	2020	Dniester HPP	Dniester 750kV
LTGUA343	2020	Primorska-750-1	Primorska-750-2
LTGUA344	2020	Primorska-750-2	Pivden
LTGUA123	2030	North-Ukraine 750	Donezk
LTGUA225	2030	Kachowka	Primorska-750-1
LTGUA229	2030	Primorska-750-1	Dniester HPP

Tabelle 23: Übersicht über 750kV- Leitung Projekte

¹²⁴ (UKRENERGO, 2014, S. 61)

Diese Projekte sollen gemäß dem aktuellen Jahresbericht des Übertragungsnetzbetreibers ermöglichen, die installierte Kapazität der Atomkraftwerke des erzeugungsstarken Westens in den erzeugungs- schwächeren zentralen und südöstlichen Bereich des Landes zu bringen und dabei eine hohe Zuverlässigkeit zu gewährleisten.¹²⁵

Des Weiteren sollen in Zukunft noch zusätzlich 330 kV-Leitungen gebaut werden, wie man der Tabelle 24 gut entnehmen kann.

LeitungsID	Inbetriebnahme	Von	Nach
LTGUA226	2017	Kachowka	Kachowka- West
LTGUA227	2017	Kachowka	Kachowka- West
LTGUA349	2017	Kachowka	Kachowka- West
LTGCB5029	2020	Primorska-750	CERS Moldova
LTGUA236	2020	Simferpol	Feodosija
LTGUA243	2020	Primorska-750	N. Odeska
LTGUA246	2020	Primorska-750	Artsysz-2
LTGUA297	2020	Lisne	Kyiv-2
LTGUA301	2020	Kyiv-2	Kyiv-4
LTGUA302	2020	Kyiv-2	Kyiv-4
LTGUA305	2020	Kyiv-4	Slavutich
LTGUA319	2020	Feodosia-3	Feodosia-4
LTGUA231	2025	Primorska-750	Usatove
LTGUA232	2025	Primorska-750	Usatove
LTGUA341	2025	Primorska-750	Kotovsk
LTGUA342	2025	Primorska-750	Kotovsk
LTGUA235	2030	Polyana	Tal'ne

Tabelle 24: Übersicht über 330kV-Leitungs- Projekte

Tabelle 25 gibt Auskunft über die zukünftigen 220 kV-Leitungs-Projekte die für das Modell angenommen wurden und sich vor allem auf der Halbinsel Krim befinden.

LeitungsID	Inbetriebnahme	Von	Nach
LTGCB5032	2020	Kamyshburunska-2	Taman(RU)
LTGCB5033	2020	Kamyshburunska-2	Taman(RU)
LTGUA314	2020	Kafa-1	Kamyshburunska-2
LTGUA315	2020	Kafa-1	Kamyshburunska-2
LTGUA317	2020	Kafa-2	Kafa-1
LTGUA318	2020	Kafa-2	Kafa-1
LTGUA345	2025	Dobortvir	Lutsk Süd
LTGUA346	2025	Lutsk Süd	Lutsk Nord

Tabelle 25: Übersicht über 220kV Leitungs- Projekte

¹²⁵ (UKRENERGO, 2014, S. 53)

Für den Kraftwerkspark des Landes mussten gewisse technische und wirtschaftliche Annahmen getroffen werden. Diese für das Basisjahr 2006 angenommenen Kraftwerksparameter sind in folgender Tabelle 26 zusammengefasst.

Kraftwerkstyp	wirtschaftliche Nutzungsdauer [Jahre]	technische Nutzungsdauer [Jahre]	Baukosten pro MW [€]	Variable Kosten je MWh [€]	Fixe Kosten je MWh [€]	Fixe Kosten in % von Investitionskosten [%]
Biomasse	20	25	1.100.000	0,08		2
Braunkohle	40	50	600.000	2,6	16.635,5	
Erdgas	40	45	500.000	2,75	2650	
Erdgas-CC	30	35	300.000	1	8.047,5	
IGCC	25	35	705.000	1,07	15.000	
Laufkraftwerk	40	50	900.000	0		1
Nuklearkraftwerk	40	60	1.500.000	3,81	29.640	
Erdöl_CC	25	35	300.000	1	8.047,5	
Photovoltaik	25	25	1.750.000	1,5		1,25
Pumpspeicherkraftwerk	40	50	1.550.000	0		1,2
Steinkohle	40	50	550.000	2,35	13.593,5	
Windkraftwerk	20	25	570.000	1,75		2,6

Tabelle 26: Angenommene Kraftwerksparameter

Die Baukosten werden abhängig von der Inflation und Lernkurven entsprechend angepasst.

Für die ukrainischen Kernkraftwerke ist noch wichtig zu erwähnen, dass es üblich ist, keine neuen Reaktoren nach ihrer Nutzungsdauer in Betrieb zu nehmen, sondern die bestehenden zu erneuern. So kostet beispielsweise eine zehn jährige Nutzungsdauer-Verlängerung rund 114 Millionen Dollar¹²⁶. Diese Vorgehensweise wurde auch für das Modell angenommen. Lediglich für die zukünftige zusätzliche Kapazität wurde ein vierter Reaktor im süd- ukrainischen Kernkraftwerk mit Inbetriebnahme 2031 angenommen.

Ausgehend von den ermittelten Daten der Kraftwerke, des Netzes und der Verbraucher stehen dann in Kombination mit den Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks für eine erste Simulation alle erforderlichen Daten zur Verfügung.

Insgesamt sollen in erster Hinsicht diese verschiedenen Simulationen durchgeführt werden:

1. Stand- Alone-Szenario ohne Verbrauchsanstieg
2. Stand- Alone-Szenario mit 1% Verbrauchsanstieg

¹²⁶ (world-nuclear-news.org, 2015)

3. Stand-Alone-Szenario mit Verbrauchsanstieg gemäß der ukrainischen Energiestrategie

Die betrachteten Szenarien werden noch einmal in Abbildung 54 dargestellt. Bis 2013 wurden die tatsächlichen Verbrauchswerte angenommen und ab dann werden drei verschiedene Szenarien betrachtet.

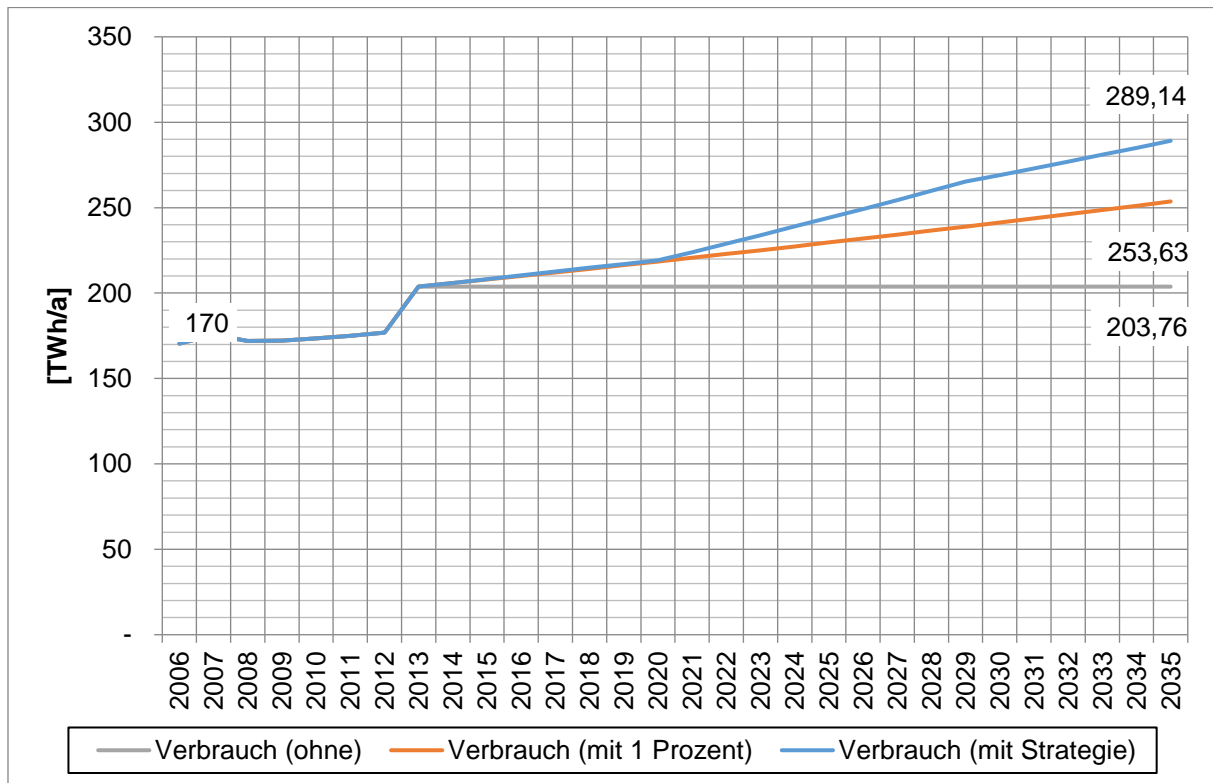


Abbildung 54: Betrachtete Verbrauchsszenarien

Für Moldawien wurde bis 2013 der tatsächliche Wert angenommen und ab dann wurde der Verbrauch konstant angenommen, da die Tendenz des Verbrauchs eher abnehmend ist.

4.3.1 Stand-Alone-Szenario ohne Verbrauchsanstieg

Bei dieser Simulation wird für den Verbrauchsanstieg bis zum Jahr 2013 der tatsächliche Anstieg angenommen. Für die folgenden Jahre wurde für beide Länder kein Verbrauchsanstieg vorausgesetzt.

Am besten lässt sich das Modell aus Kraftwerken, Leitungen, Trafos und Verbrauchern anhand einer Grafik darstellen. Für das ATLANTIS Basisjahr 2006 das Modell ohne Verbrauchszuwachs folgende Ausgangslage (Abbildung 55).

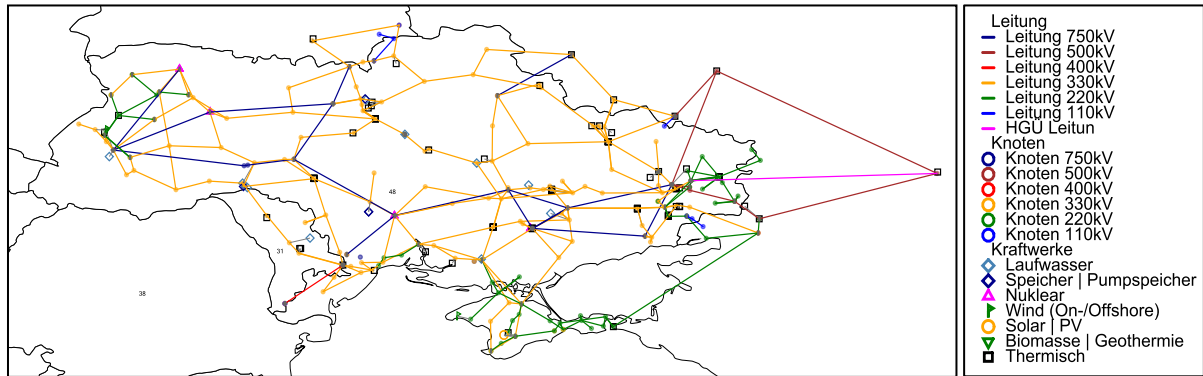


Abbildung 55: Ukraine und Moldawien in ATLANTIS im Basisjahr 2006

Für das Jahr 2020 ergibt sich nach einigen Kraftwerks- und Leitungszubauten die in Abbildung 56 dargestellte Situation.

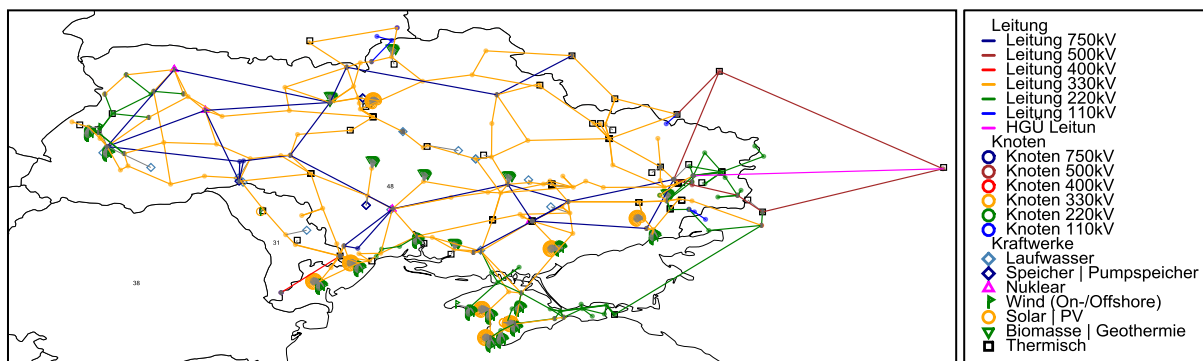


Abbildung 56: Ukraine und Moldawien in ATLANTIS im Jahr 2020

Abbildung 57 zeigt die Energiewirtschaft im finalen Jahr 2035.

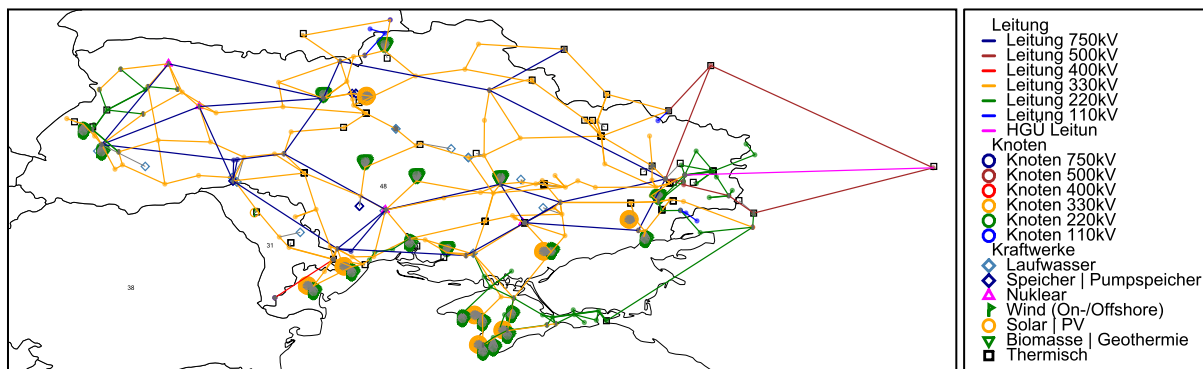


Abbildung 57: Ukraine und Moldawien in ATLANTIS im Jahr 2035

Die nächste Abbildung 58 betrachtet gesondert die Leitungsprojekte, welche für das Simulationsmodell angenommen wurden. Sehr deutlich erkennt man, wie sich nördlich und südwestlich der 750 kV Ring schließt und an weiteren kritischen Netzstellen Leitungen der 220 bzw. 330 kV Ebene hinzugefügt werden.

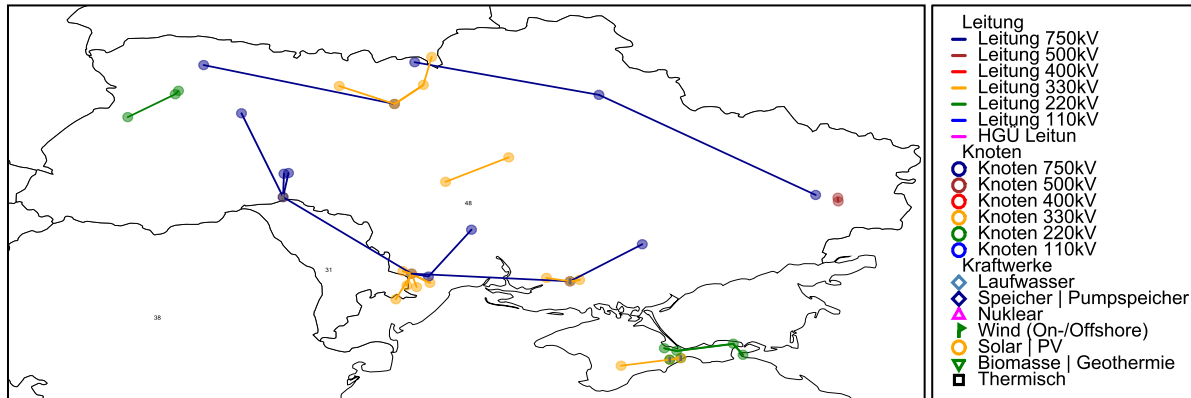


Abbildung 58: Angenommene Leitungszubauten bis 2035

Diese Annahmen führen dann in der Atlantis Simulation zu folgendem zukünftig installierten Kraftwerkspark der beiden Länder (Abbildung 59).

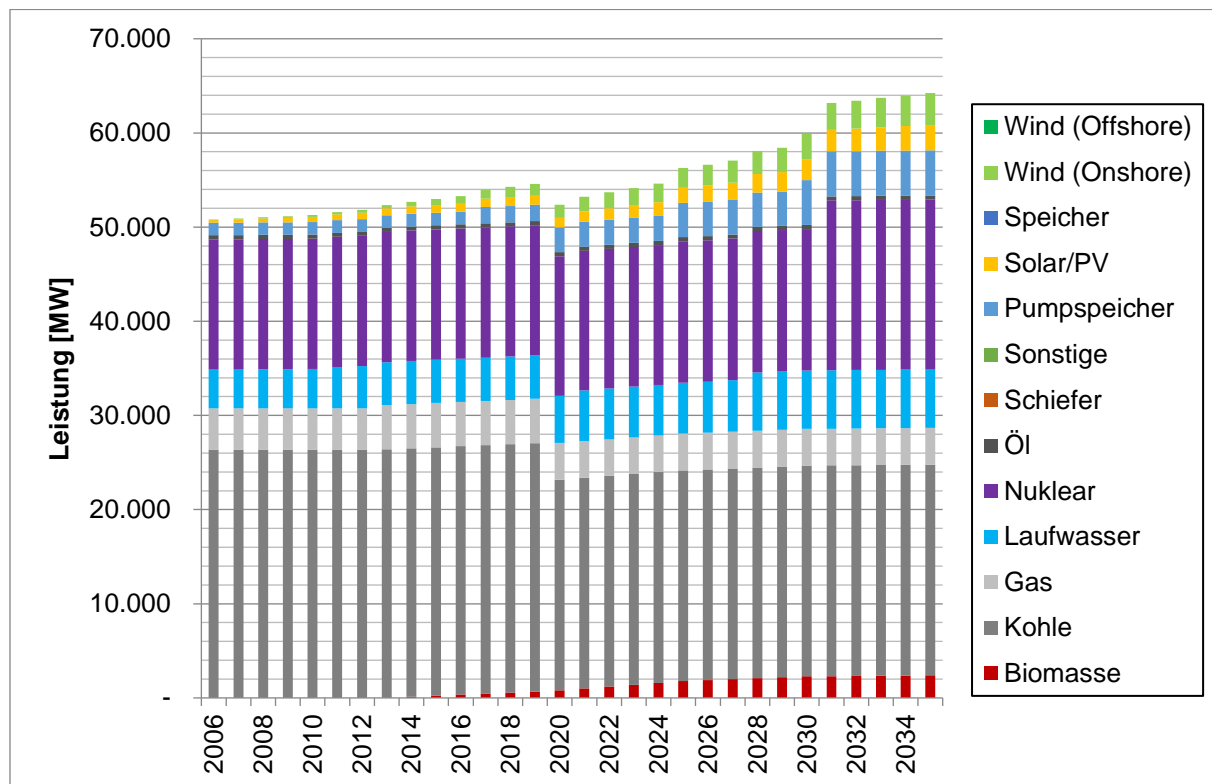


Abbildung 59: Prognostizierte installierte Kapazitäten der Ukraine

Ersichtlich ist, dass sich die zukünftige Kraftwerkspark- Zusammensetzung der Ukraine nur geringfügig ändert und der Großteil der elektrischen Energie aus thermischen und nuklearen Kraftwerken stammt, wobei vor allem in späteren Jahren ein nicht unbedeutender Anteil an erneuerbaren Energieträgern hinzukommt.

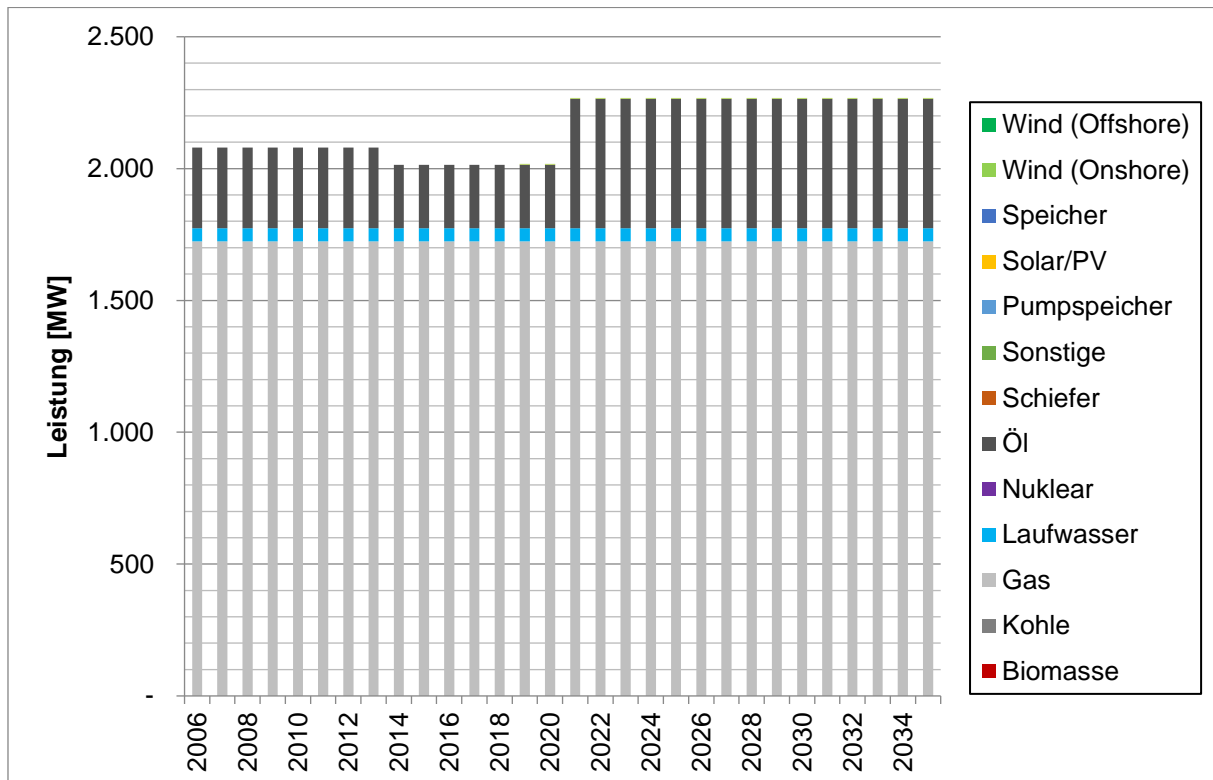


Abbildung 60: Prognostizierte installierte Kapazitäten Moldawiens

Für Moldawien erkennt man den Sprung im Jahr 2021 (Abbildung 60), wenn wie angenommen das neue Kraftwerk CHP-3 in Betrieb genommen wird. 2013 wird ein thermisches Ölkraftwerk außer Betrieb genommen. Jegliche anderen Veränderungen sind vernachlässigbar klein, wie auch der Ausbau der erneuerbaren Energie.

Daraus ergibt sich dann für die prozentuelle Zusammensetzung der installierten Leistungen der Länder wie Abbildung 61 in dargestellt.

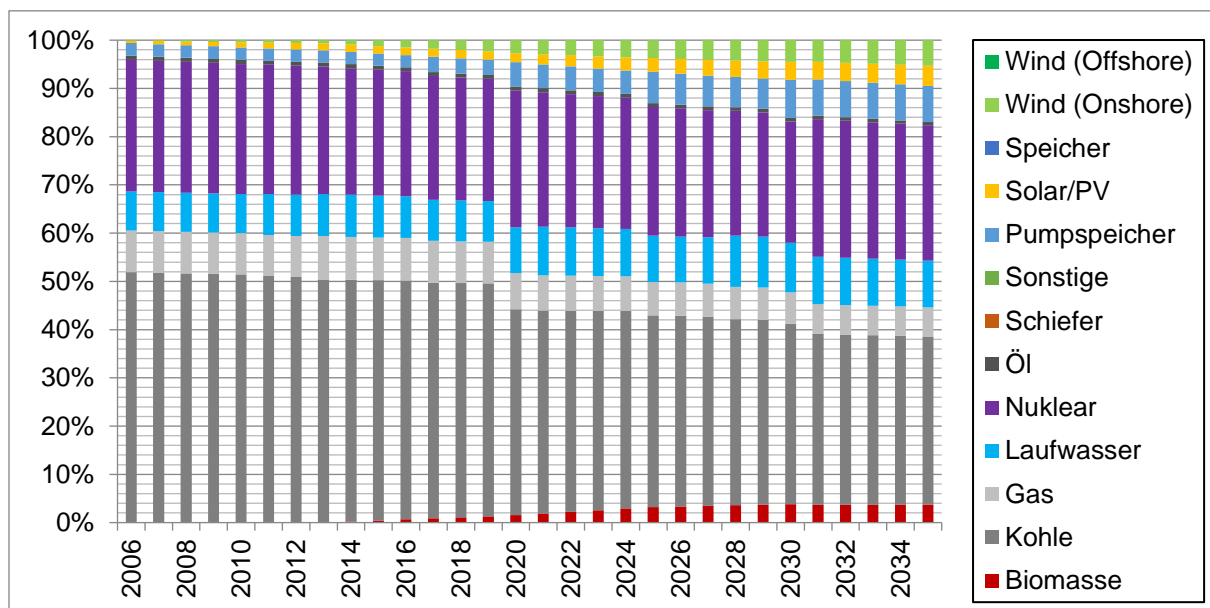


Abbildung 61: Prozentuelle Zusammensetzung der installierten Leistung der Ukraine

Somit stimmt das Modell sehr gut mit den offiziellen Angaben der installierten Kapazitäten überein (vgl. Kapitel 2.2).

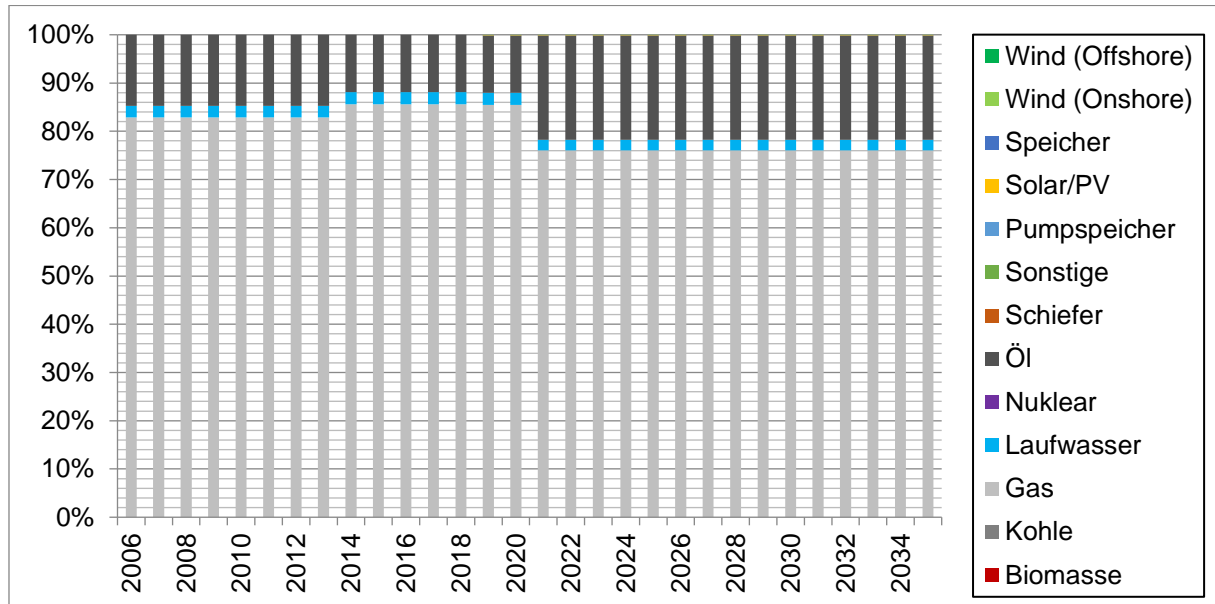


Abbildung 62: Prozentuelle Zusammensetzung der installierten Leistung Moldawiens

Interessant sind auch die Zubauten vor allem für die Ukraine. Folgende Abbildung 63 gibt Auskunft darüber in welchen Jahren, welche Art von Kapazität in der Ukraine hinzugefügt wird.

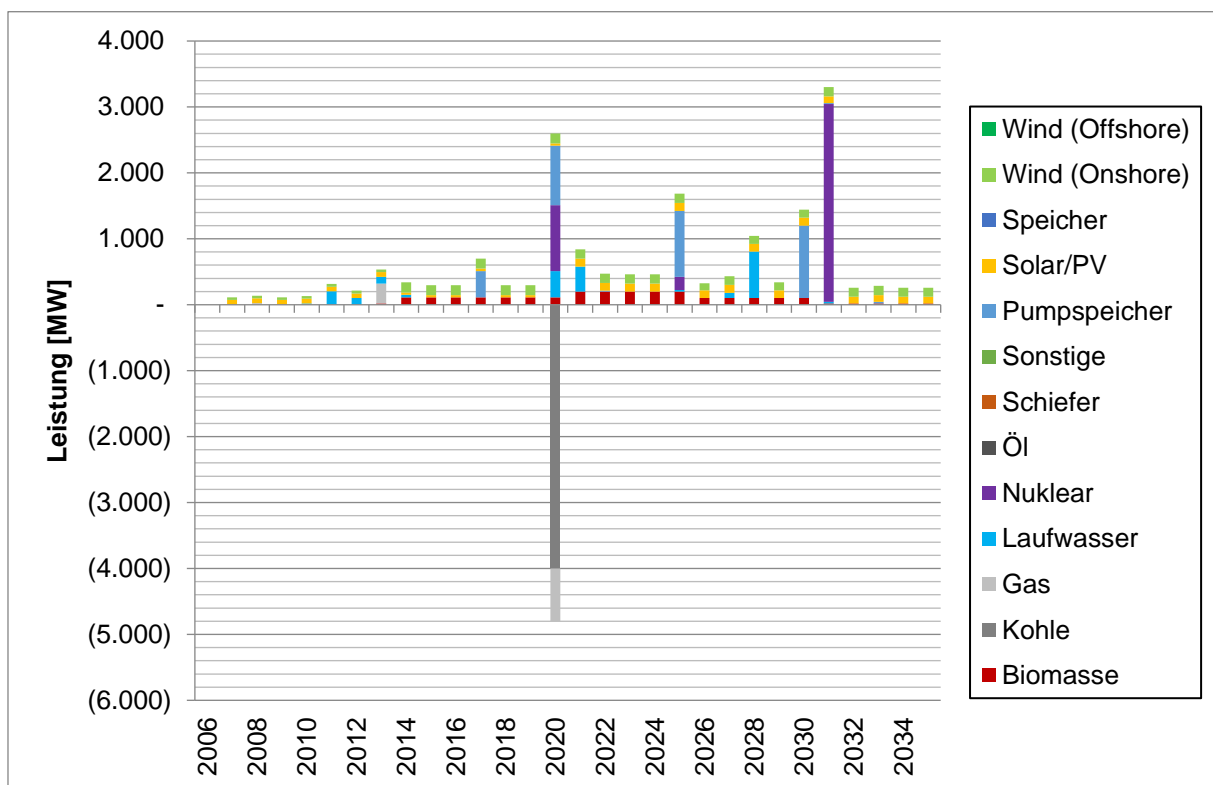


Abbildung 63: Kraftwerkszubauten in der Ukraine

Wie bereits im Kapitel zuvor erwähnt werden vor allem Kohlekraftwerke und erneuerbare Energieträger zukünftig kontinuierlich ausgebaut und im Jahr 2031 ein neuer Kernenergie-Reaktor ans Netz gehen. Außer Betrieb gehen im Szenario im Jahr 2020 vor allem thermische Gas- und Kohlekraftwerke. In Moldawien (Abbildung 64) wird lediglich in 2021 in neues größeres Kraftwerk in Betrieb genommen und ein 65 MW Öl -Kraftwerk wird außer Betrieb gehen.

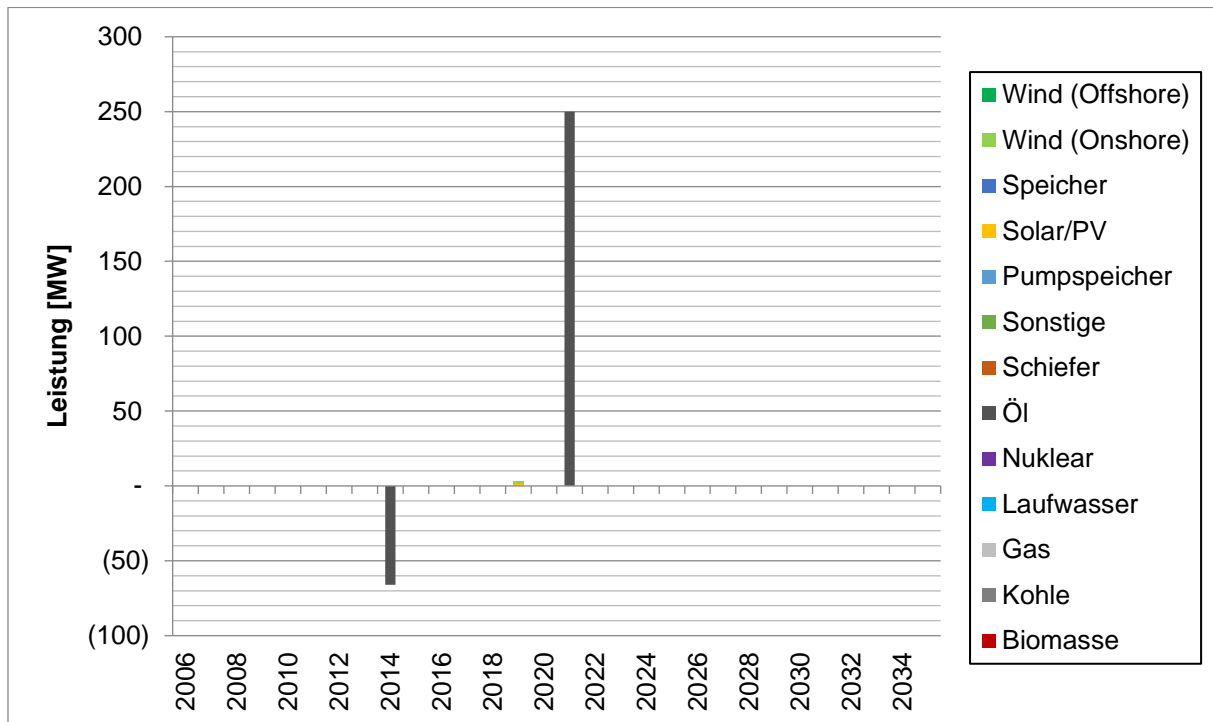


Abbildung 64: Kraftwerkszubauten in Moldawien

Sieht man sich das Alter des Kraftwerksbestands in der Ukraine in den Jahren 2006, 2020 und 2035 an, erkennt man sehr gut das im Kapitel 2.2 beschrieben weit fortgeschrittene Alter der eingesetzten Kraftwerke.

So sind in der Ukraine im Basisjahr 2006 der Großteil, der sich in Betrieb befindlichen Anlagen bereits über 30 Jahre alt (Abbildung 65).

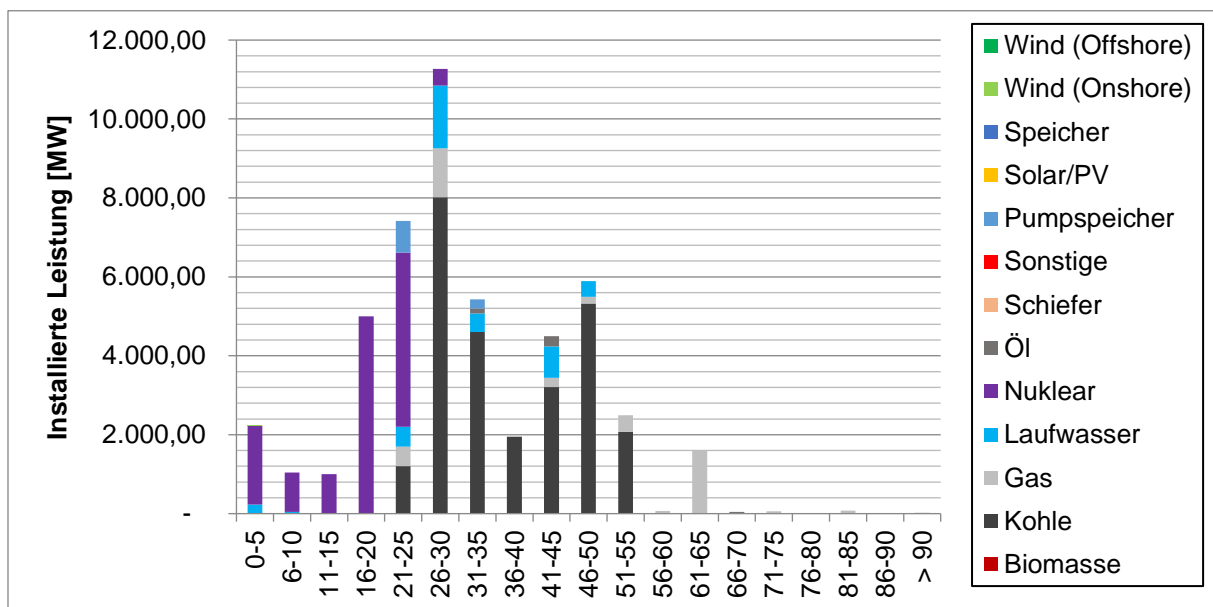


Abbildung 65: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in der Ukraine im Jahr 2006

Im Jahr 2020 (Abbildung 66) wird mit einigen Neubauten gerechnet, vor allem auf Basis erneuerbarer Energieträger. Der Großteil der thermischen Kraftwerke wird aber weit über ihre eigentliche Nutzungsdauer hinweg betrieben.

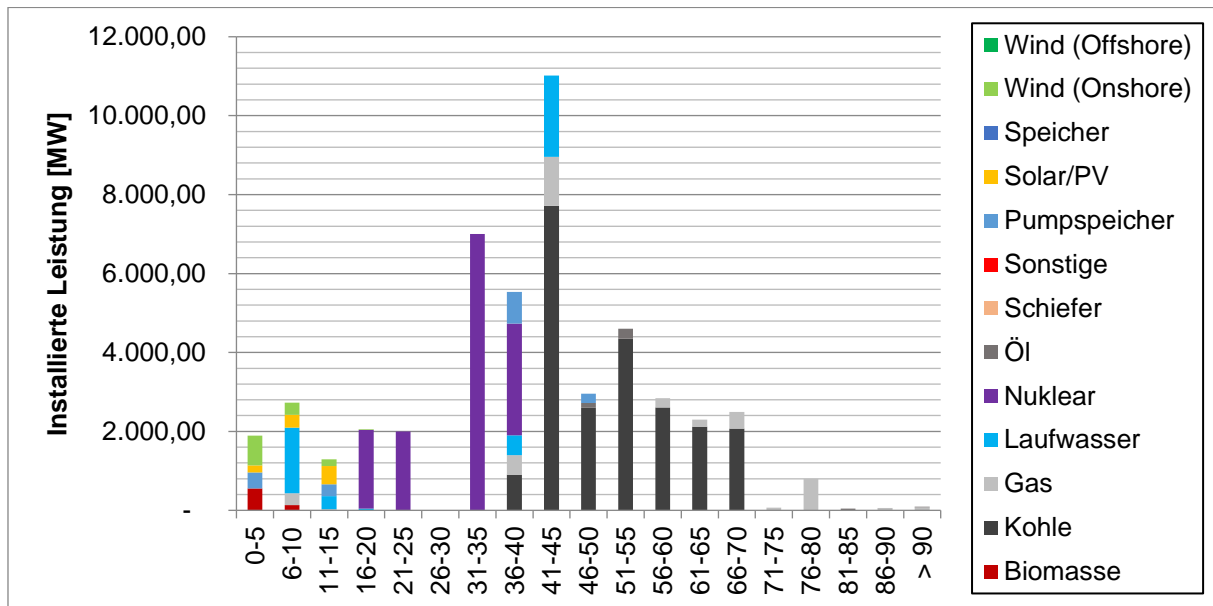


Abbildung 66: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in der Ukraine im Jahr 2020

Im Jahr 2035 haben dann sogar einige Kernkraftwerke gemäß der Simulation ihre vorgesehene technische Nutzungsdauer von 50 Jahren überschritten (siehe Abbildung 67). Der Großteil der thermischen Kraftwerke befindet sich dann im Alter von über 50 Jahren, und es wird einiges an Investitionen erforderlich sein.

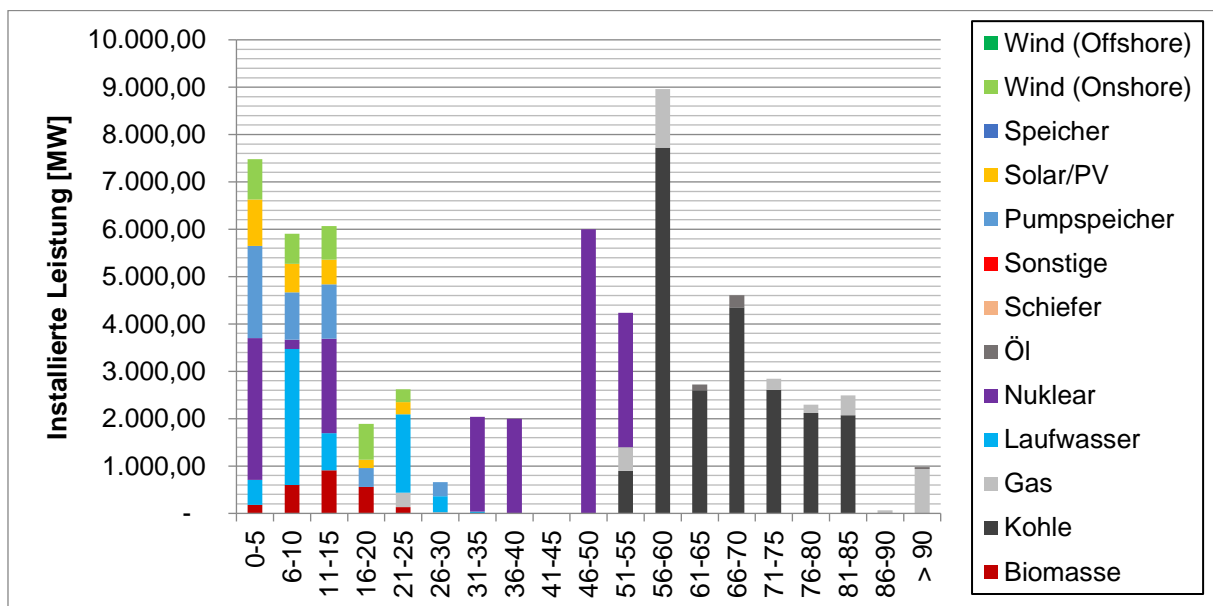


Abbildung 67: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in der Ukraine im Jahr 2035

Für Moldawien ergibt sich ein ähnliches Bild, wenn man sich das Alter des bestehenden und zukünftigen Kraftwerksparks ansieht. Bereits im Basisjahr 2006 ist der Großteil der installierten Kapazitäten über 40 Jahre alt wie man in Abbildung 68 erkennt.

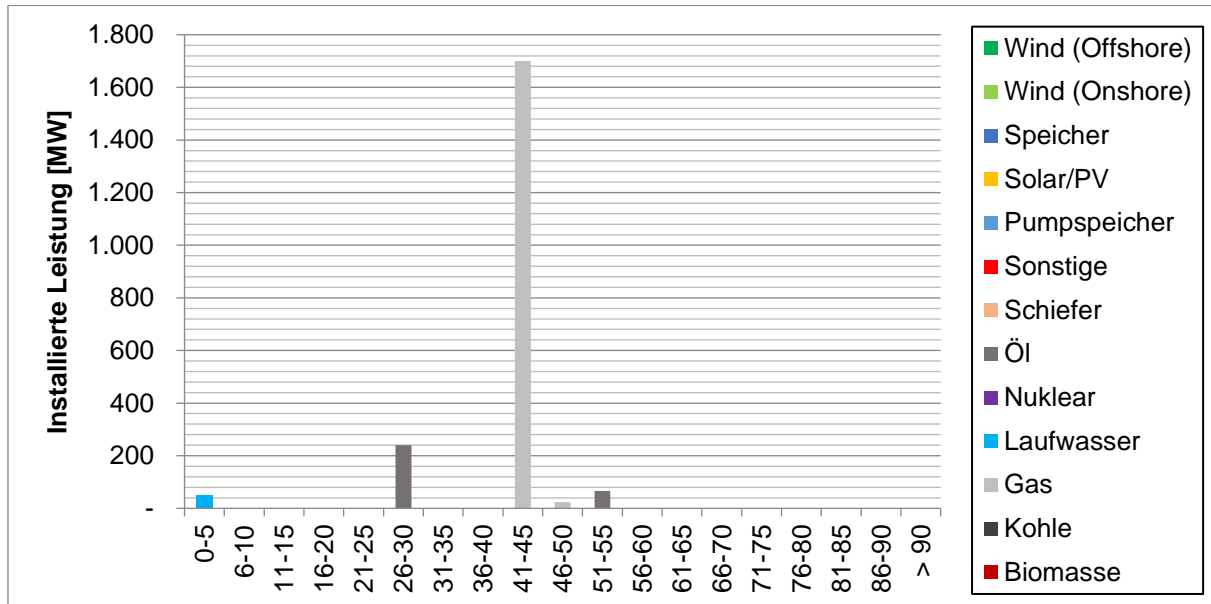


Abbildung 68: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in Moldawien im Jahr 2006

Diese Kraftwerkskapazitäten werden auch bis 2020 weiter altern, sodass der Großteil der installierten Kapazitäten in Moldawien dann über 50 Jahre sein wird (Abbildung 69).

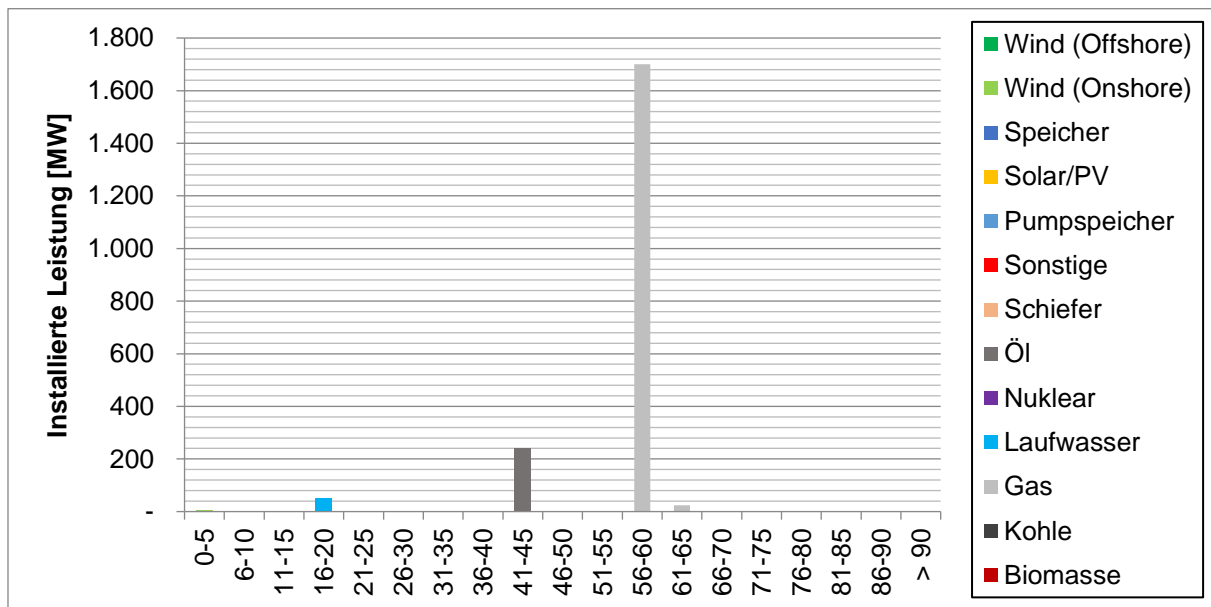


Abbildung 69: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke im Jahr 2020

Für das finale Jahr 2035 bedeutet das, dass der Großteil der Kraftwerke über 70 Jahre alt ist und lediglich ein sehr geringer Teil von elektrischer Energie durch modernere neuere Kraftwerke produziert wird (Abbildung 70).

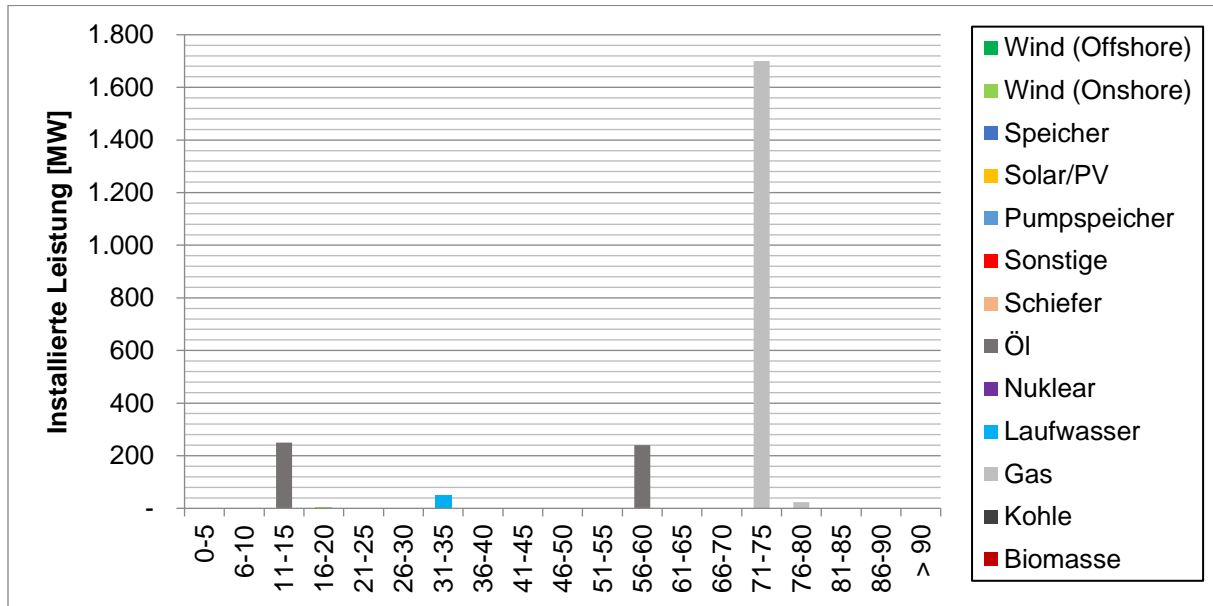


Abbildung 70: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke im Jahr 2035

Im nächsten Schritt wurde das Anlagevermögen des Kraftwerksparks untersucht. (siehe Abbildung 71 und Abbildung 72)

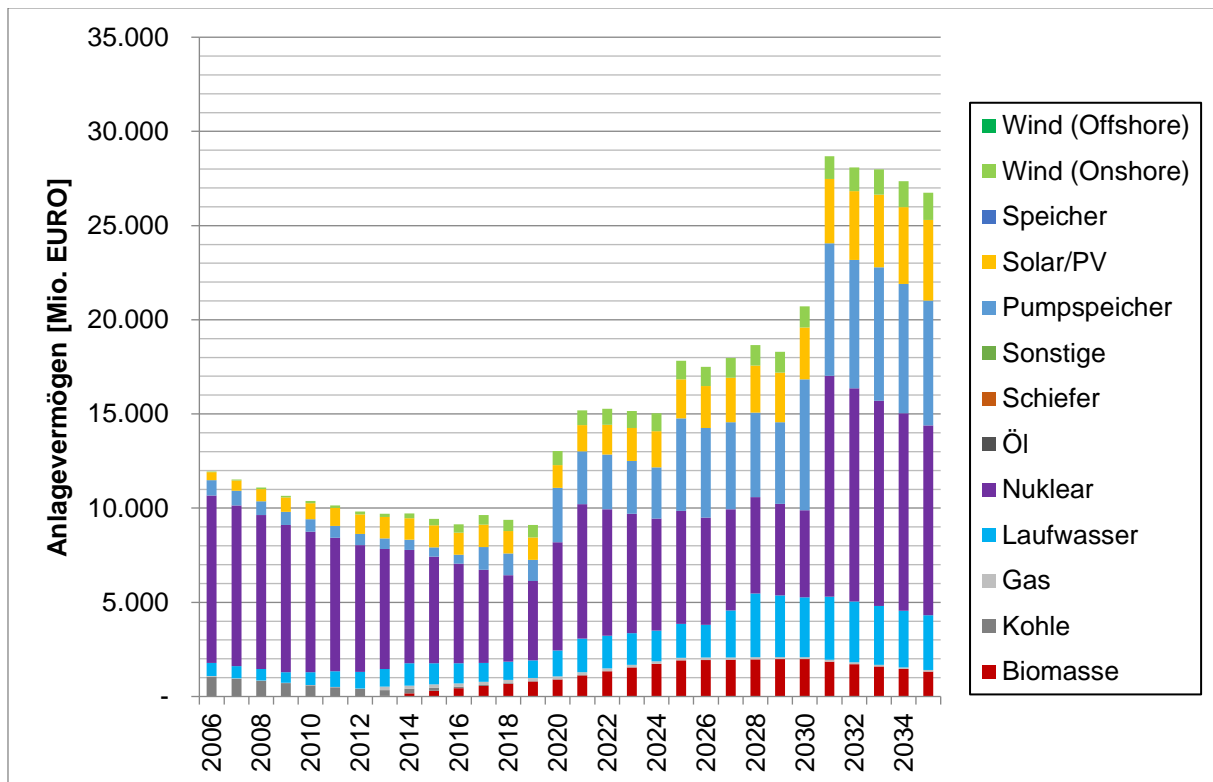


Abbildung 71: Erhaltung des Anlagevermögens der ukrainischen Kraftwerksparks

In der Ukraine steigt das Anlagevermögen des Kraftwerksparks hauptsächlich durch den Zubau von Biomasse, Wasserkraftwerken, Kernenergie, Wind und Photovoltaik. Auch sehr gut zu erkennen ist das Sinken des Vermögens, bedingt durch wirtschaftliche Abschreibungen und den enormen Zuwachs an Anlagevermögen, verursacht durch Bau eines neuen Reaktors.

Die Erhaltung des Anlagevermögens der Kraftwerke in Moldawien wird in Abbildung 72 dargestellt.

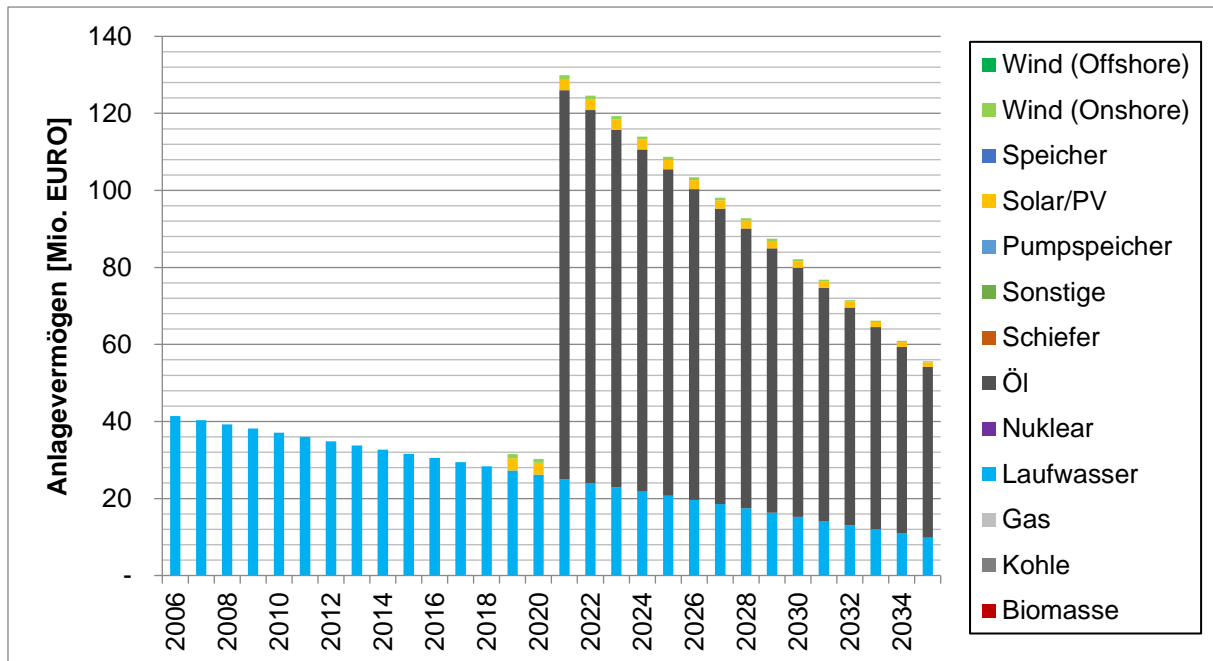


Abbildung 72: Erhaltung des Anlagevermögens des Kraftwerksparks Moldawiens

Das Anlagevermögen dieses Landes setzt sich hauptsächlich aus dem in 2021 in Betrieb genommenen Ölkraftwerk und zu einem geringen Anteil von Kraftwerken an Erneuerbaren Energieträgern, welche sich dann im Laufe der Jahre wirtschaftlich abschreiben. Jegliche anderen Kraftwerke sind bereits abgeschrieben und laufen somit über ihre wirtschaftliche Nutzungsdauer hinaus.

In den folgenden beiden Abbildung 73 und Abbildung 74 wird dieses Anlagevermögen noch einmal zum besseren Verständnis sind bestehende Kraftwerke und neu zugebaute Anlagen aufgeteilt:

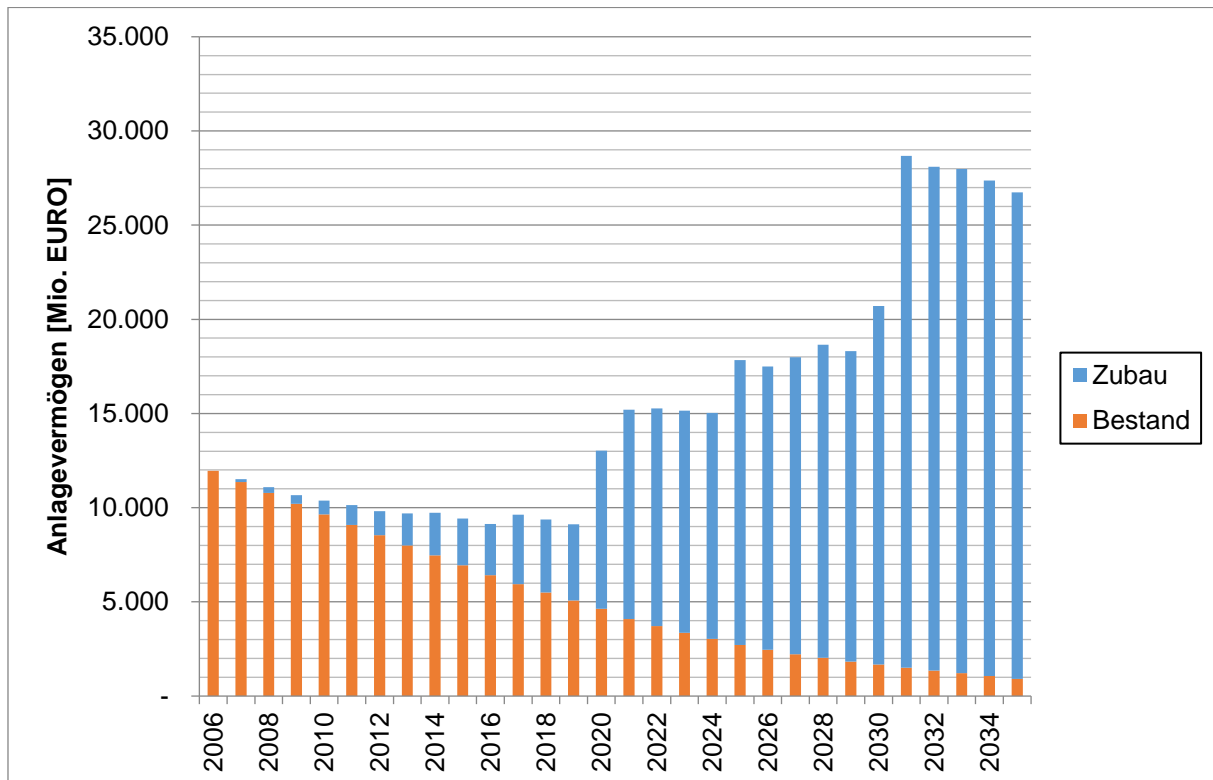


Abbildung 73: Anlagevermögen des Kraftwerkparks in der Ukraine aufgeteilt in Bestand und Zubau

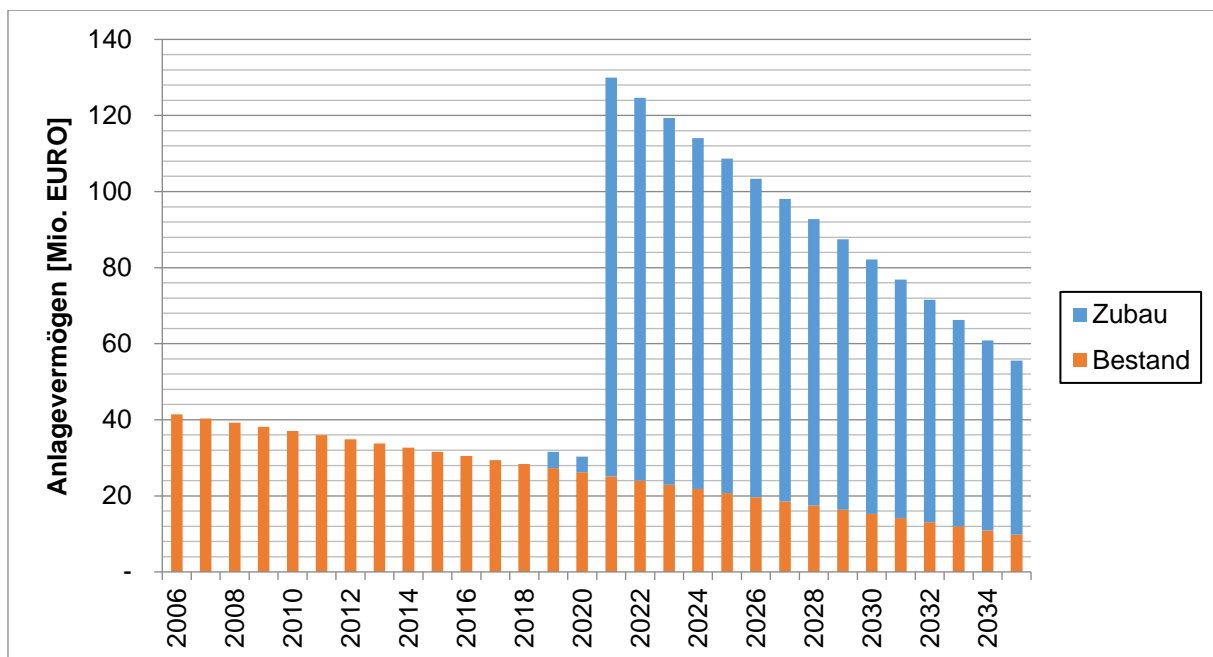


Abbildung 74: Anlagevermögen des Kraftwerkparks in Moldawien aufgeteilt in Bestand und Zubau

Es ist wieder sehr gut der Anstieg der Bilanzsumme durch den Kraftwerkszubau zu sehen aber auch der Rückgang des Buchwertes nach dem Basisjahr 2006.

Wird das historische Anschaffungswertprinzip berücksichtigt und wird davon ausgegangen, dass die Anlagen über die wirtschaftliche Abschreibungsdauer hinaus

betrieben werden, so ist das Anlagevermögen der nach 2006 gebauten Anlagen stark übergewichtet¹²⁷.

Der Lastfluss im Basisjahr 2006 für die Jahresspitze ist in Abbildung 75 dargestellt.

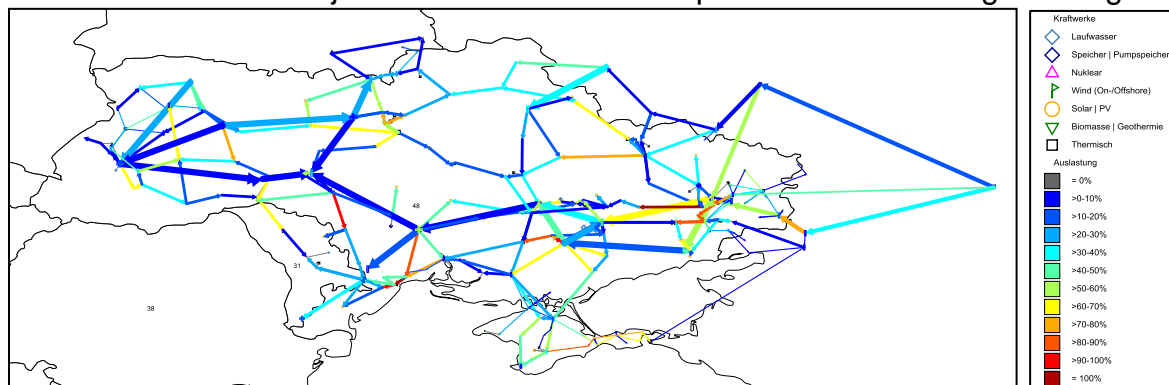


Abbildung 75: Lastfluss im Basisjahr 2006 bei Jahresspitze

Wie man den Auslastungen entnehmen kann befindet sich das Netz im Jahr 2006 in einem sehr ausgeglichenen Zustand. Eine stärker belastete Leitung befindet sich im Donetsk- Bereich, was auf die Bevölkerungsverteilung und die Schwerindustrie zurückzuführen ist. Des Weiteren sind noch etwas eher stärker ausgelastete Leitungen im Südwesten an der Grenze zu Moldawien zu erkennen. Diese Auslastungen werden jedoch durch die angenommenen Leitungszubauten, die in Kapitel 4.2 beschrieben wurden, beseitigt.

Interessant zu beobachten ist auch die Tendenz des Lastflusses von Westen nach Osten, also stimmt das Modell mit den offiziellen Aussagen des Übertragungsnetzbetreibers überein¹²⁸.

Im Jahr 2020 ohne Verbrauchswachstum ist bereits ersichtlich (Abbildung 76), dass es im südöstlichen Bereich zu Veränderungen kommt. In den östlichen bedarfsstärkeren Regionen nimmt die Auslastung der Leitungen zu.

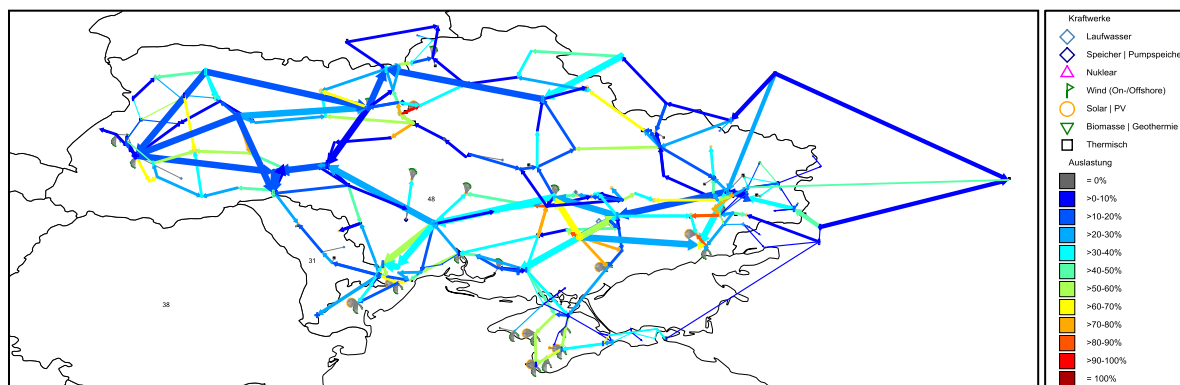


Abbildung 76: Lastfluss im Jahr 2020 bei Jahresspitze

Diese Tendenz verstärkt sich dann im Jahr 2035. Man erkennt sehr schnell, dass es selbst ohne Verbrauchswachstum und trotz zusätzlichen Leitungen zu einer stärkeren Auslastung einiger spezifischer Leitungen kommt (siehe Abbildung 77).

¹²⁷ (Gutschi, 2009)

¹²⁸ (UKRENERGO, 2014, S. 53)

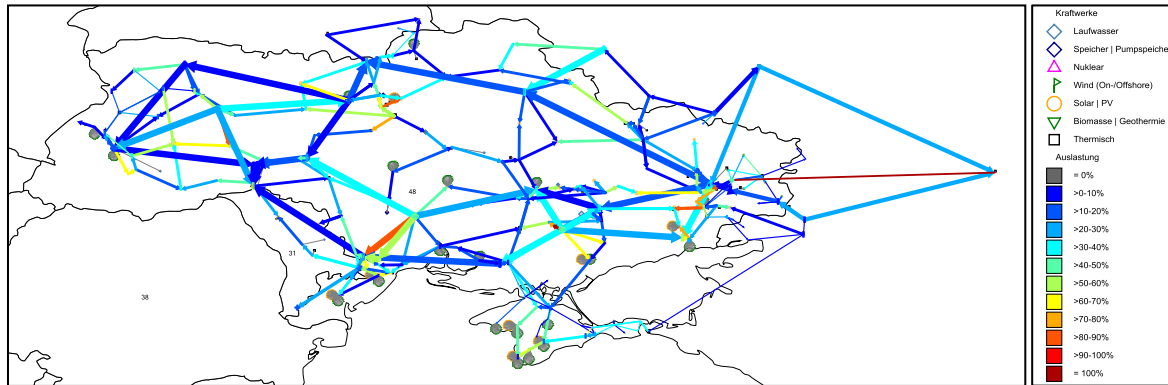


Abbildung 77: Lastfluss im Jahr 2035 bei Jahresspitze

Was hier sofort auffällt ist die stark ausgelastete 750 kV Leitung vom süd-ukrainischen Kernkraftwerk nach Dnipro. Sie wird verursacht durch den Zubau eines zusätzlichen vierten Reaktors des Nuklearkraftwerkes, der für das Jahr 2031 angenommen wurde. Besonders gut sieht man die Änderung der Belastung in folgender Abbildung 78.

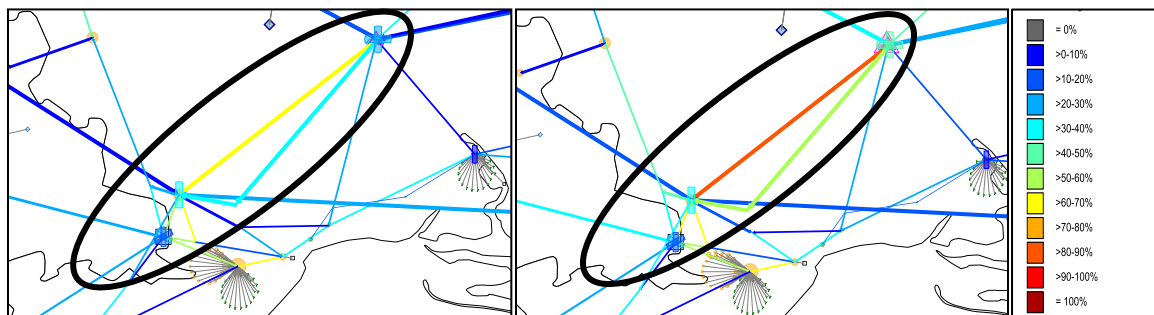


Abbildung 78: Auswirkung auf LTGUA127, Links: 2030 ohne Reaktor; Rechts: 2031 mit Reaktor

Interessant ist auch, welche Auswirkung ein Ausbau von erneuerbaren Energie auf der Halbinsel Krim auf das Netz hat.

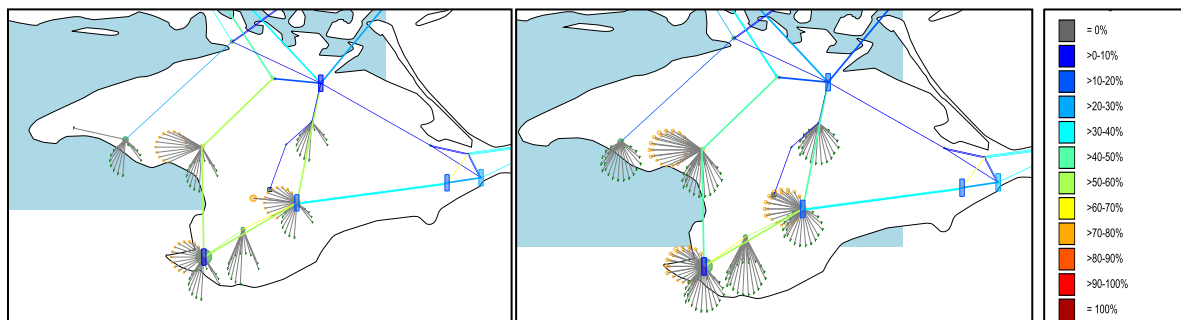


Abbildung 79: Auswirkung des Kraftwerkszubaus auf der Krim. Links: 2020 Rechts: 2035

Betrachtet man die zwei 750 kV- Projekte von vorhin noch einmal genauer, also zum einen LTGU104 (Inbetriebnahme 2014) und LTGUA210 (Inbetriebnahme 2017), erkennt man, welche Bedeutung diese beiden Leitungen für das Gesamtsystem haben.

Die LTGUA104 führt vom Rivne Nuklearkraftwerk nach Kiew und wurde 2014 in Betrieb genommen und wurde in Abbildung 80 noch einmal dargestellt.

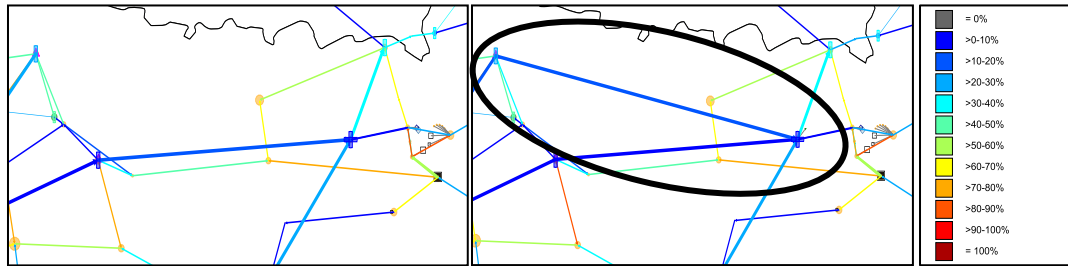


Abbildung 80: LTGUA104 von Rivne NPP-Kiew Links: 2013 ohne Leitung, Rechts: 2014 mit Leitung

Die 750 kV- Leitung ergänzt den geplanten 750 kV-Ring, welcher die Nuklearkraftwerke miteinander verbindet und entlastet die südlich liegende 750 kV Leitung LTGUA103, 330 kV Leitung LTGUA043 und das Gebiet um die Hauptstadt Kiew. Das deckt sich sehr gut mit den Aussagen des Übertragungsnetzbetreibers, welcher prognostiziert, dass durch Bau und Betrieb dieser Leitung, der Mangel an Energie im Bereich um Kiew durch den Energie-Überschuss des Kernkraftwerks Rivne gedeckt wird.¹²⁹

Auch die 750 kV-Leitung LTGUA210 welche 2017 ans Netz geht und die Großstadt Kachowka mit dem Nuklearkraftwerk Zaporizhzhya verbinden soll wird das Netz positiv beeinflussen, wie man der Abbildung 81 sehr gut entnehmen kann.

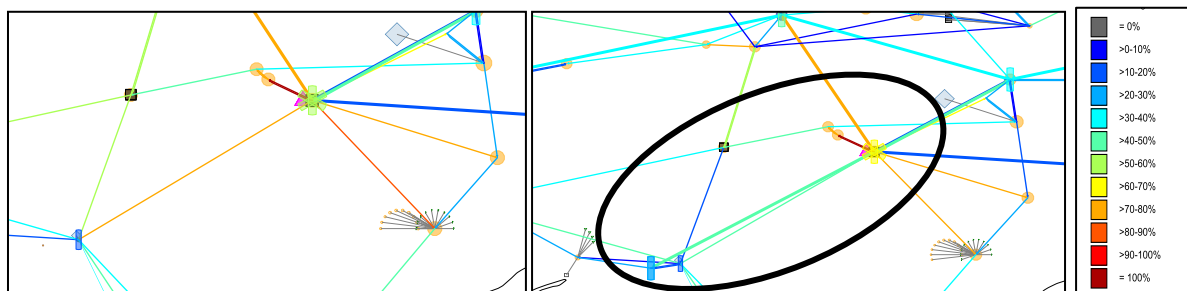


Abbildung 81: LTGUA210 von Zaporizhzhya NPP- Kachowka Links: 2016 ohne Leitung, Rechts: 2017 mit Leitung

Es lässt sich auch hier sehr gut erkennen, dass die 330 kV-Leitung LTGUA137, die 2016 (links) noch zu 86 % ausgelastet war, nach Inbetriebnahme der 750kV- Leitung stark entlastet wurde.

Im Osten der Ukraine führt das Szenario zu folgenden Auslastungen (siehe Abbildung 82).

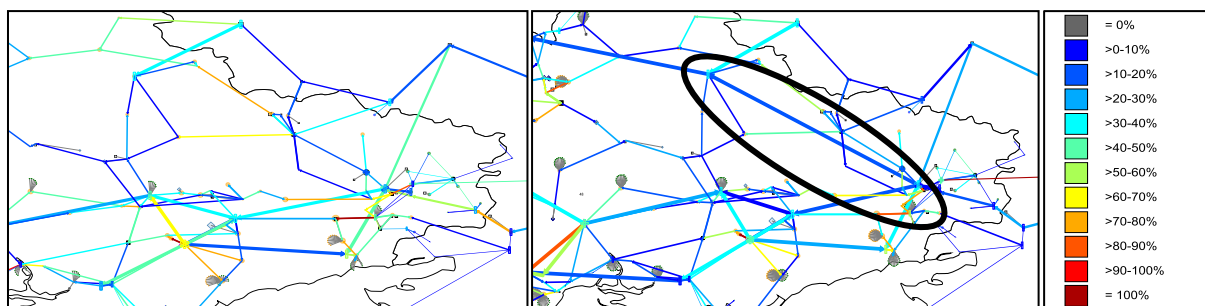


Abbildung 82: Östlicher Teil der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs. Links: 2019, Rechts: 2035

Interessant zu beobachten ist der Schluss des 750 kV- Ringes und welche Auswirkung dieser auf das Gesamtsystem hat.

¹²⁹ (Ukrenergo, 2015)

Das Netz in Moldawien ist im Vergleich zur Ukraine überschaubarer, wie Abbildung 83 zeigt.

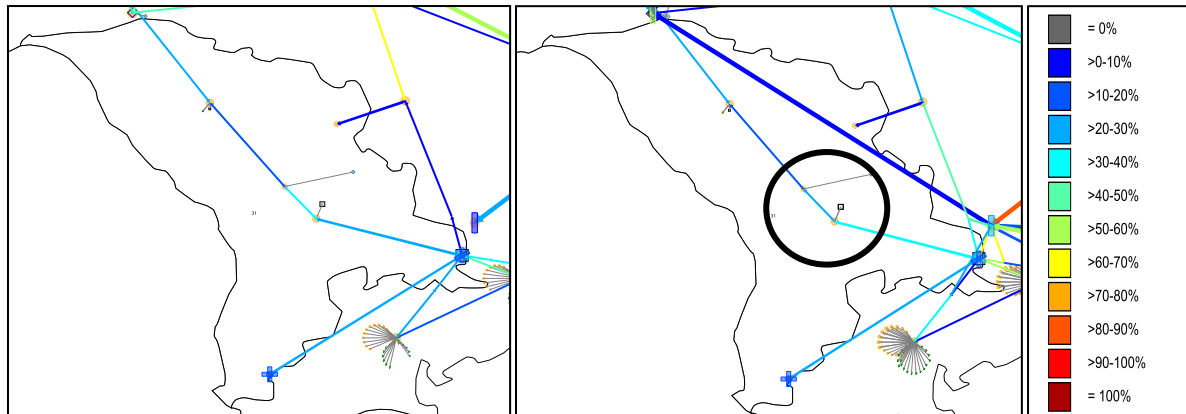


Abbildung 83: Lastfluss Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs: Links: 2019, Rechts: 2035

Die einzige möglicherweise problematische Leitung, bezüglich der Auslastung ist die Leitung LTGMD002, welche die beiden Bevölkerungszentren Balti und Straseni miteinander verbindet. Dadurch dass diese nur als einfache Leitung ausgeführt ist, kommt es möglicherweise zu Leitungsengpässen.

Für dieses Szenario würde die zukünftige produzierte Energie folgendermaßen aussehen, wie in Abbildung 84 dargestellt.

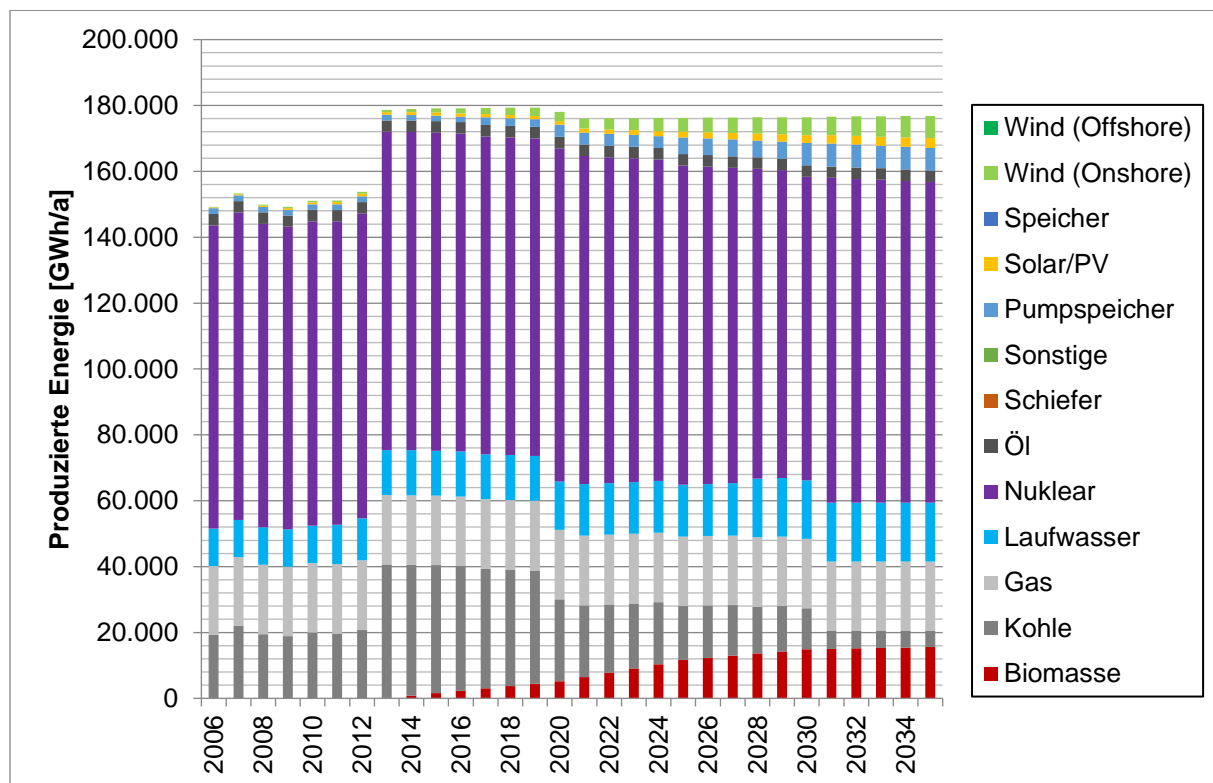


Abbildung 84: Prognostizierte produzierte elektrische Energie für die Ukraine

Wie vorher beschrieben und in Abbildung 84 gut ersichtlich wurde die produzierte Energie bis 2013 auf die realen Werte abgestimmt und ab dann wurde kein Zuwachs angenommen. Man erkennt, dass es 2013 zu einem Verbrauchszuwachs gekommen ist, bedingt durch die gesamtwirtschaftliche Situation die nach der Wirtschaftskrise 2008 erstmals wieder ein Wachstum verzeichnete. Um diesen Zuwachs an Energie

zu decken werden anfangs vor allem Kohlekraftwerke genutzt und später übernehmen Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien wie zum Beispiel Biomasse und Wind die Deckung dieses Zusatzbedarfes. Des Weiteren ist ein Anstieg an Nuklearenergie im Jahr 2031 zu verzeichnen, welcher einem neuen Kernreaktor zuzuschreiben ist.

Für Moldawien ist die Zusammensetzung der produzierten Energie in Abbildung 85 ersichtlich.

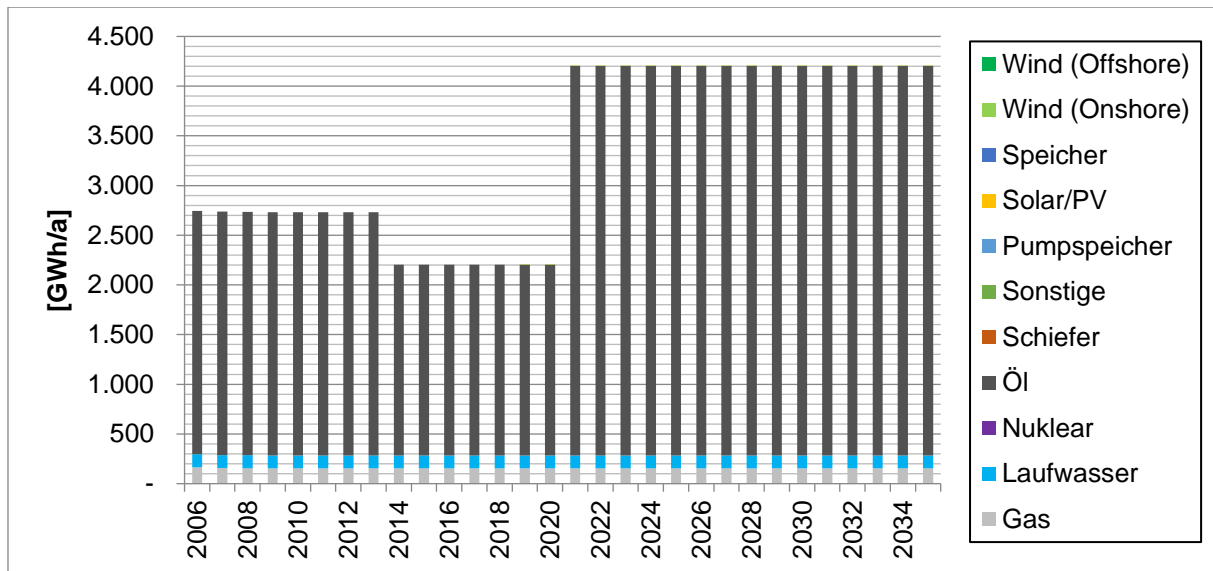


Abbildung 85: Prognostizierte produzierte elektrische Energie Moldawiens

Der Anstieg im Jahr 2021 dadurch zu erklären ist, dass ein neues Kraftwerk in Betrieb genommen wird.

Die prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie ist für dieses Szenario für die Ukraine in Abbildung 86 dargestellt.

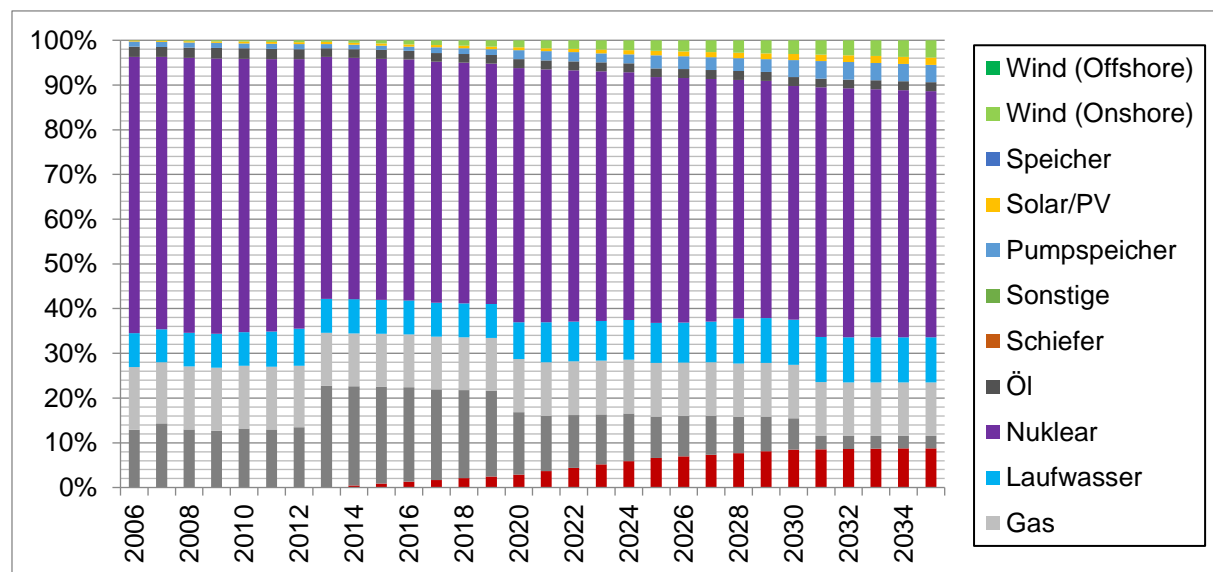


Abbildung 86: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie der Ukraine

In Abbildung 86 ist für die Ukraine der stufenweise Ausbau der erneuerbaren Energien zu erkennen, wobei vor allem Biomasse und Windkraft ausgebaut werden soll.

Im Modell würde Moldawien mit der angenommenen zukünftigen Entwicklung ihr Ziel, nämlich 20% erneuerbarer Energieträger bis 2020 zu erreichen, nicht einhalten können. Selbst die Anforderungen der Energy Community von 17 % sind mit dieser angenommenen Strategie wohl kaum erreichbar.

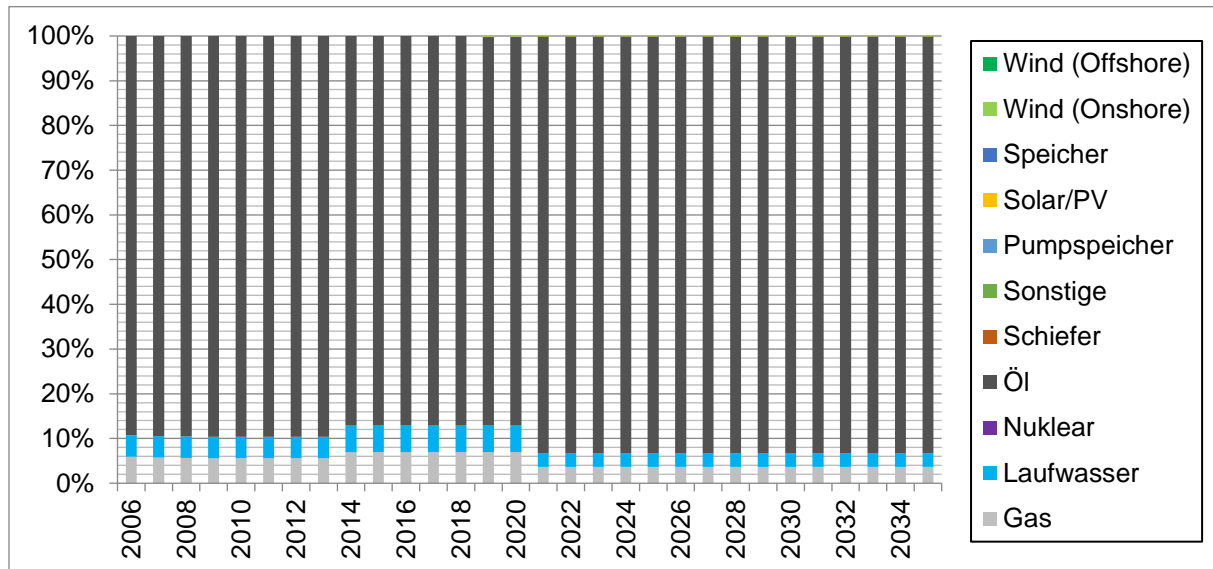


Abbildung 87: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie Moldawiens

Der nötige Energiebedarf wird von den beiden Ländern auch mittels Importen gedeckt, was in den folgenden Grafiken (Abbildung 88 und Abbildung 89) ersichtlich ist.

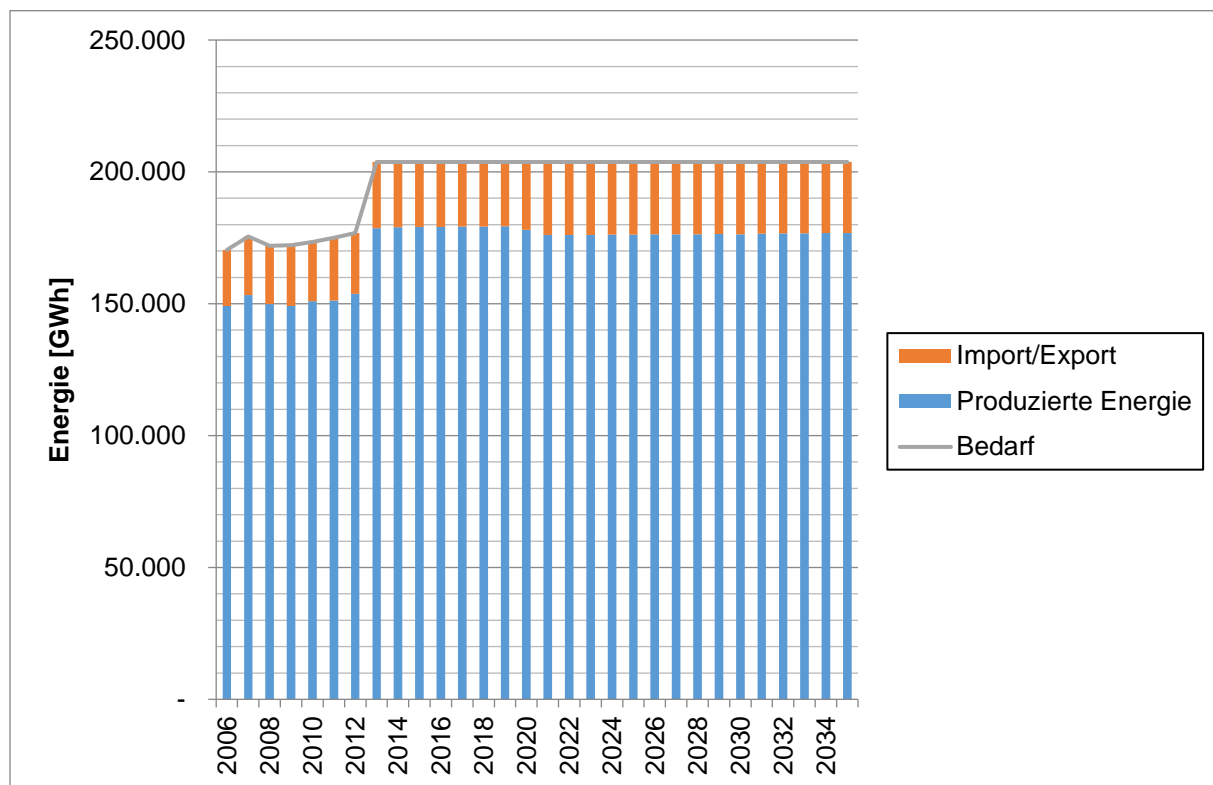


Abbildung 88: Zusammensetzung der Energieaufbringung der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs

Man erkennt sehr deutlich, dass für die Verbrauchswerte bis 2013 die tatsächlichen Werte angenommen wurden und danach der Bedarf konstant gehalten wurde. Ein

relativ geringer Teil der elektrischen Energie wird, verglichen zur Gesamtproduktion in der Ukraine aus Importen gedeckt.

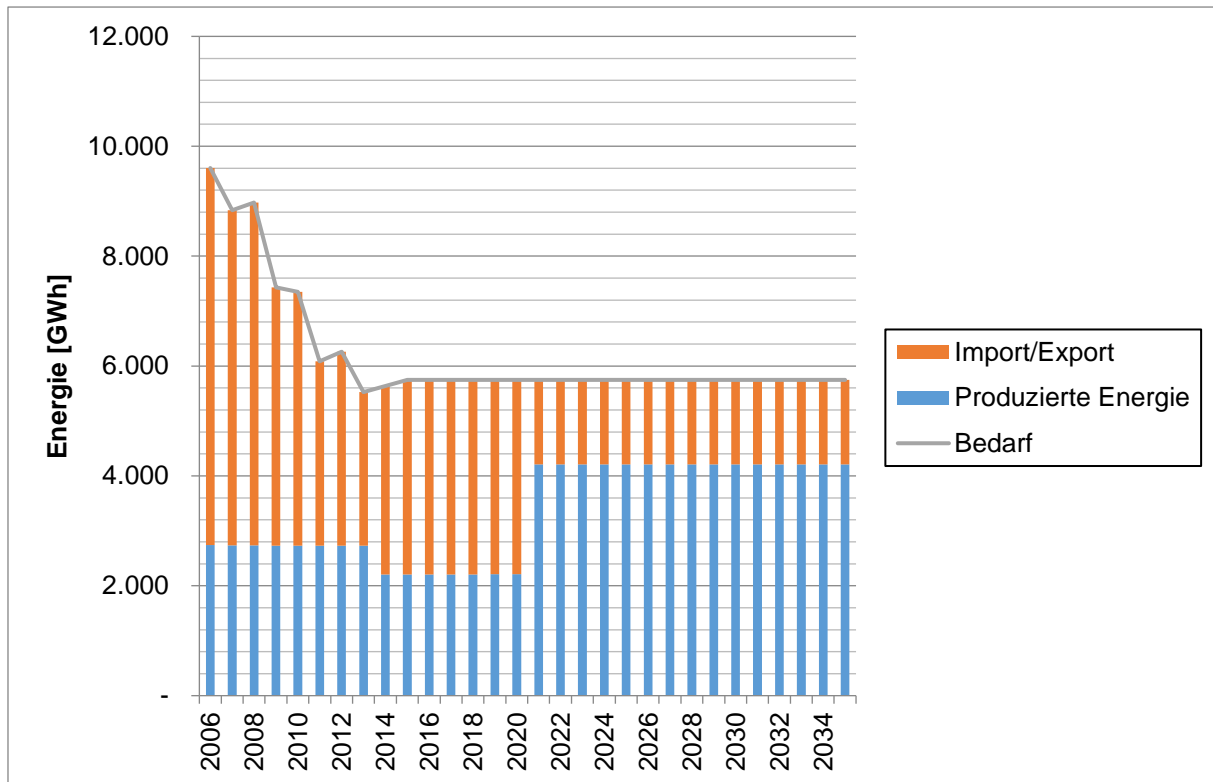


Abbildung 89: Zusammensetzung der Energieaufbringung Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs

Auch für Moldawien wurden bis 2013 für den Bedarf Realwerte angenommen und danach konstant gehalten. Tatsächlich ist der Energiebedarf des Landes eher abnehmend. Man erkennt auch, dass bis zum Bau des neuen Kraftwerkes beinahe die Hälfte des Bedarfs durch Importe gedeckt wurde. Ab 2021 jedoch wird die Importabhängigkeit im angenommenen Szenario auf ein Viertel reduziert.

Das Szenario ohne Verbrauchswachstum führt dann zu folgenden minimalen und maximalen Börsenpreisen, wie man der Abbildung 90 entnehmen kann. Gut zu erkennen ist auch der gewichtete Mittelwert des Börsenpreises, der sich eher in der unteren Hälfte der Preisspanne befindet.

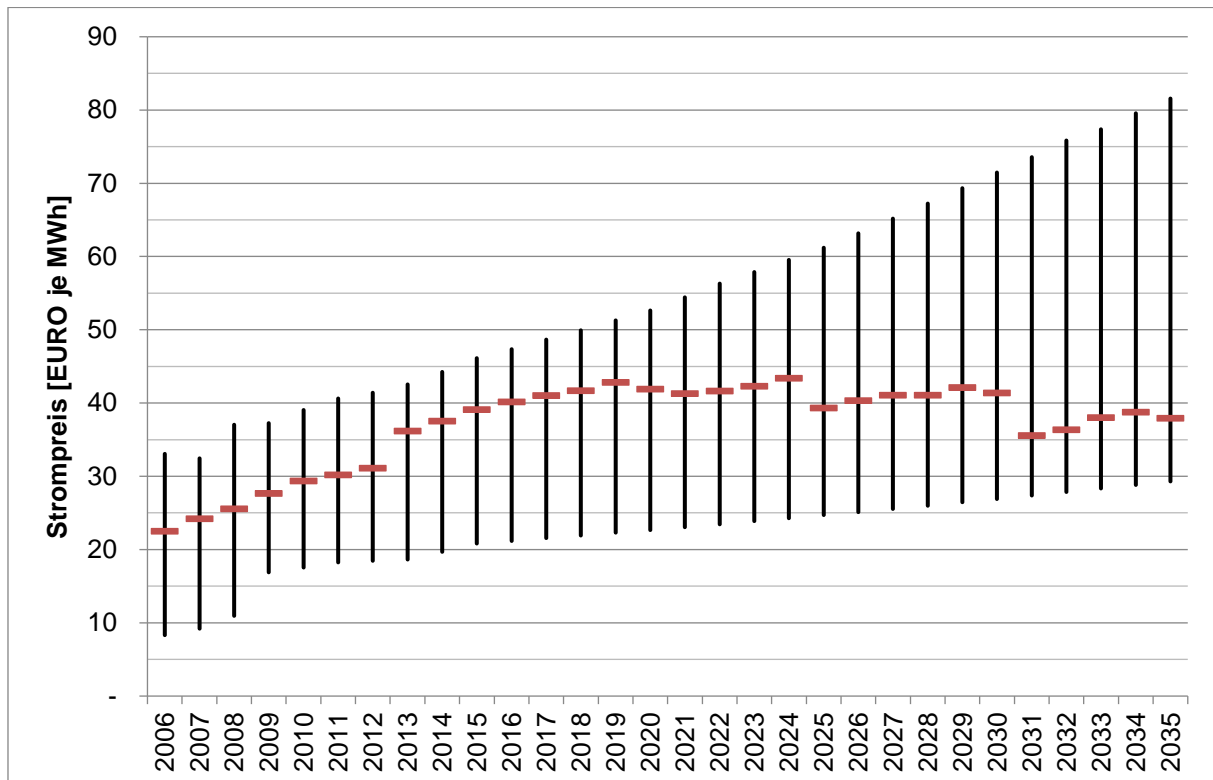


Abbildung 90: Strompreise für das Szenario ohne Verbrauchswachstum

Deutlich zu sehen ist ein Einbruch im Jahr 2031 in welchem ein großer zusätzlicher Kernkraftreaktor ans Netz geht und dementsprechend den Preis pro MWh deutlich verringert. Die Tendenz des Preises zu steigen ist dem Anstieg der Brennstoffpreise und der Inflation zu zuschreiben. Auch die Preisspanne zwischen minimalen und maximalen Börsenpreis wächst.

Sieht man sich die Zonenpreise für drei ausgewählte Jahre 2006, 2020 und 2035 bei Jahreshöchstlast an (Abbildung 91) erkennt man sehr gut wie sich die Preise im Lauf der Jahre in den einzelnen Ländern verändert.

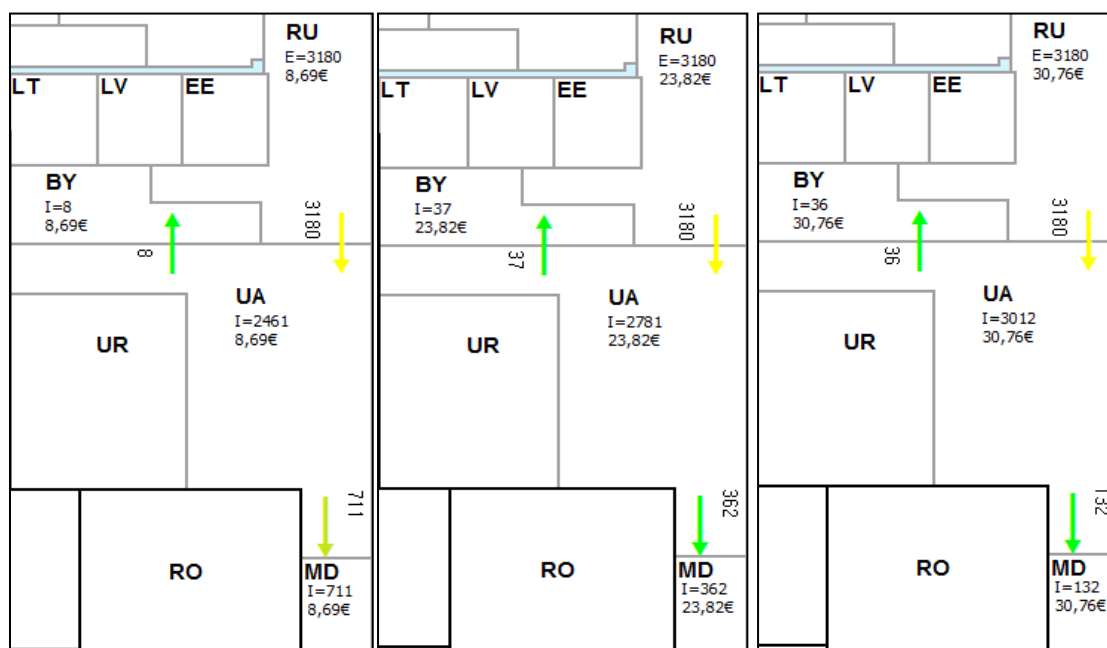


Abbildung 91: Darstellung der Zonenpreise ohne Verbrauchszuwachs; Links: 2006, Mitte: 2020, Rechts: 2035

In diesem Szenario ist der Zonenpreis in allen von uns betrachteten Ländern gleich hoch, da es an den NTC-Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen zu keinem Engpass kommt. Diese grenzüberschreitenden Leitungen sind nicht komplett ausgelastet, wodurch Energie grenzüberschreitend ohne Probleme transportiert werden kann.

Dieser leichte Einbruch im Jahr 2031 ist auch in den variablen Produktionskosten ersichtlich (siehe Abbildung 92).

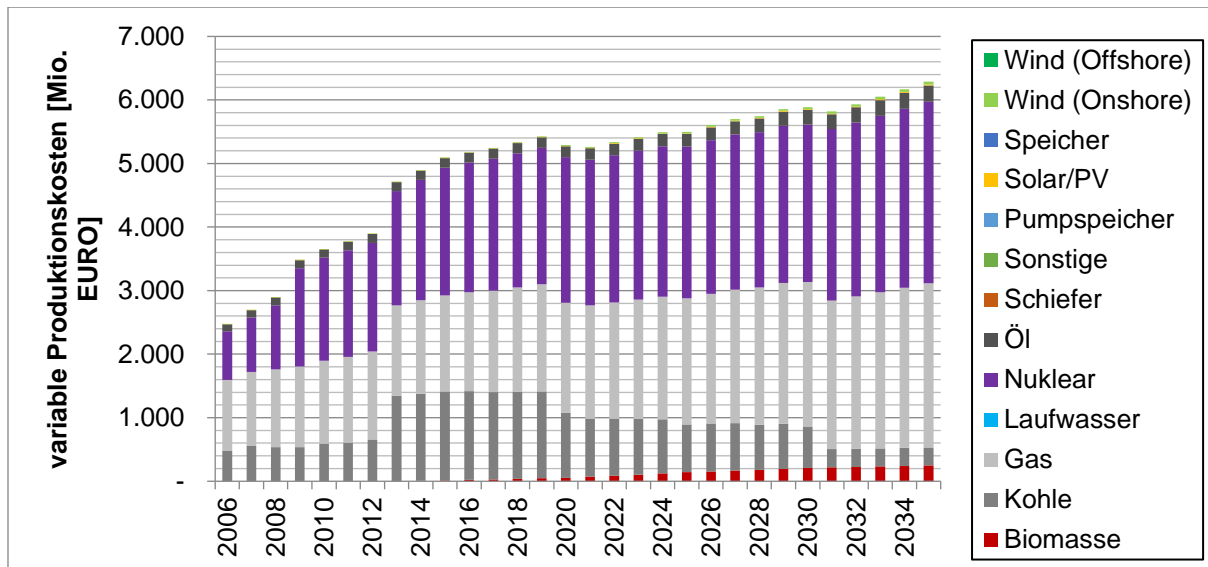


Abbildung 92: Variable Produktionskosten der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs

Der steigende Trend der variablen Kosten ist erklärbar durch Inflation und die steigenden Brennstoffpreise, vor allem für Erdgas.

In Moldawien ist ein Sprung im Jahr 2021 durch Zubau eines neuen Ölkraftwerkes und Außerbetriebnahme eines Gaskraftwerkes zu erkennen (Abbildung 93). Ab diesem Jahr wird mehr produziert und weniger aus der Ukraine importiert.

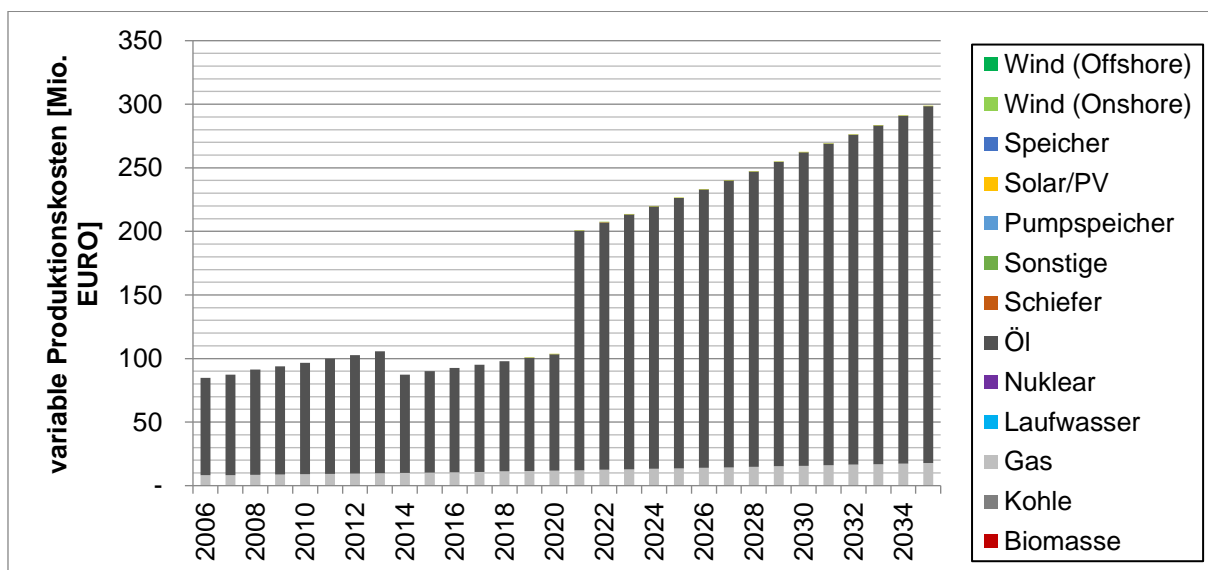


Abbildung 93: Variable Produktionskosten Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs

Die Auswirkungen auf die Endkundenpreise zeigt die Abbildung 94. Die Stromgestehungskosten sind jene Kosten, die durch Umwandlung einer anderen

Energieform in elektrischen Strom auftreten, und werden in Euro je MWh angegeben. Der Endkundenpreis ist jener Preis der vom Endkunden pro MWh verrechnet werden muss, um wirtschaftlich zu produzieren.

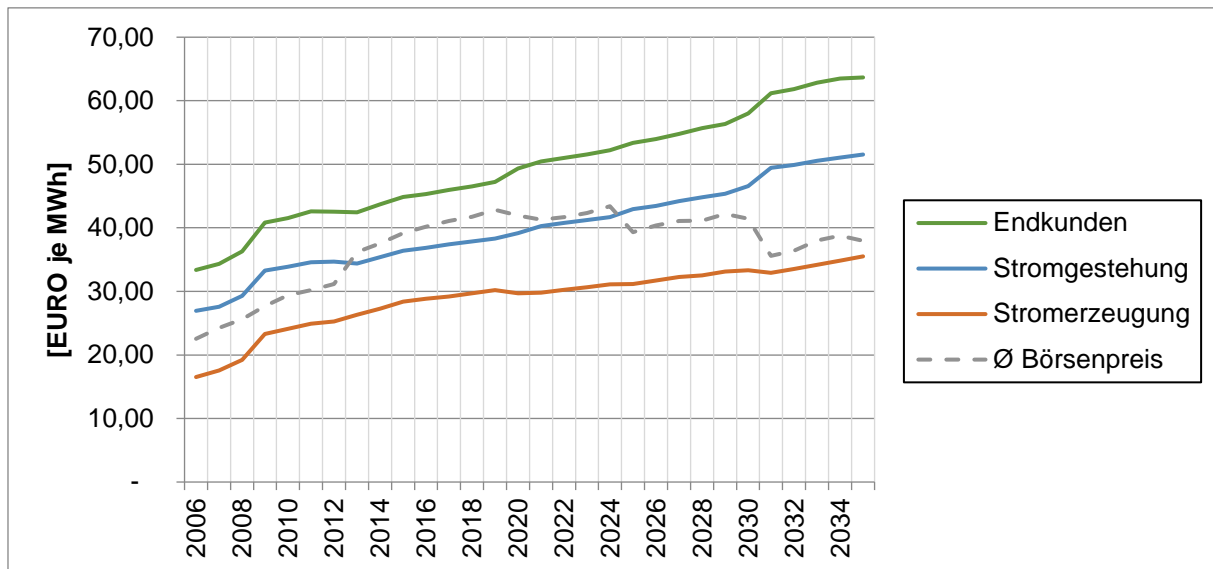


Abbildung 94: Strompreise ohne Verbrauchszuwachs in der Ukraine

Zu erkennen ist zum einen die steigende Tendenz aller Strompreise und der direkte Zusammenhang zwischen Stromerzeugungspreisen und den Endkundenpreisen. Im Jahr 2031 kommt es durch Zubau des neuen Kernreaktors zu einem rapiden Fall der Börsenpreise aber gleichzeitigem Anstieg der Endkunden- und Stromerzeugungspreise.

In Abbildung 95 werden die Erzeugungspreise der einzelnen Technologien in der Ukraine noch genauer veranschaulicht.

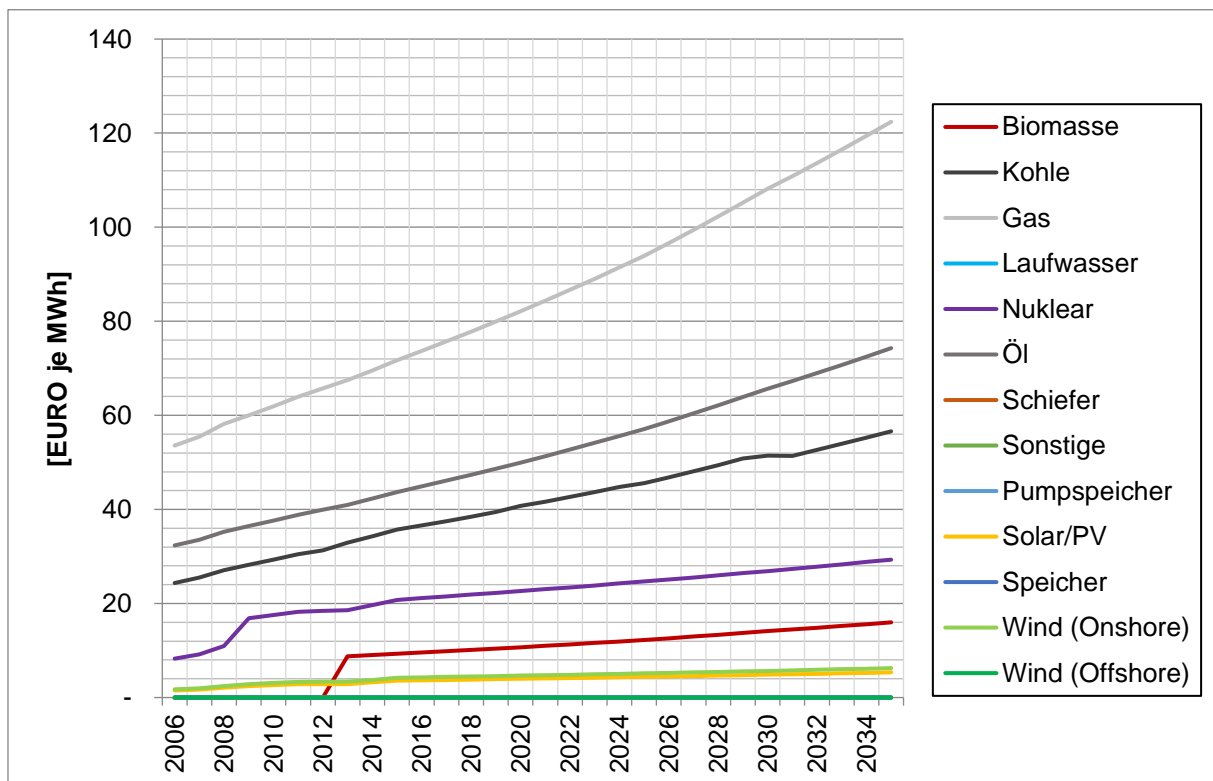


Abbildung 95: Stromerzeugungskosten ohne Zuwachs der einzelnen Kraftwerkstypen in der Ukraine

Sehr deutlich ist ersichtlich wie teuer die Gaskraftwerke, gefolgt von Ölkraftwerken und Kohlekraftwerke, im Verhältnis zu anderen Technologien sind.

Die Erzeugungspreise für elektrische Energie sind in Moldawien sehr ähnlich, wie man der Abbildung 96 entnehmen kann.

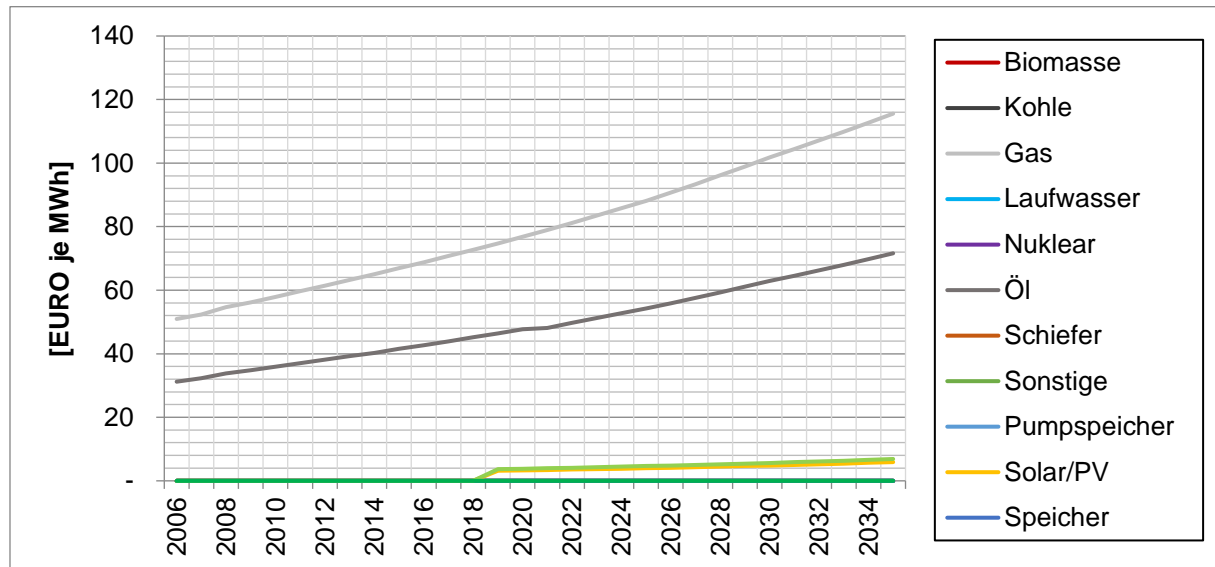


Abbildung 96: Stromerzeugungspreise in Moldawien

Unter der Annahme, dass für jedes Land nur ein Unternehmen für die Energieversorgung und den Kraftwerkspark verantwortlich ist, konnte auch eine Gewinn- und Verlustrechnung durchgeführt werden. Diese stellt Erträge und Aufwendungen innerhalb eines Zeitraumes gegenüber. Sie ist ein wichtiger Bestandteil der Simulation und ermöglicht die in diesem Szenario angenommenen Elektrizitätsunternehmen nominalwirtschaftlich darstellen zu können.

Aufwendungen	Erträge/Erlöse
Abschreibungen aus KW-Park berechnet	Stromerlöse (End)kunden wird „angepasst“ um den geforderten Gewinn zu erzielen: $= \Sigma \text{Aufwend.} + \text{Gewinn}$ $- \text{Erlöse}(\text{Großhandel}) - \text{Erträge}(\text{CO}_2)$ <i>in weiterer Folge:</i> $\text{Erlöse}(\text{Kunden}) / \text{gelieferte Arbeit}$ $= \text{erf. Mindeststrompreis [€/MWh]}$
FK-Zinsen $\text{FK}(1.\text{Jan}) * \text{FK-Zinssatz}$	Stromerlöse Großhandel aus Deckungsrechnung $\text{MCP} * (\text{Erzeugung} - \text{Eigenbedarf})$
Personal + Administration aus GuV (realer JA) übernommen	Erträge aus CO₂-Zuteilung $\text{Allokation} * \text{EZ-Preis}$
Brennstoff + Betriebsstoffe aus Kraftwerkseinsatz	
Stromzukauf aus Deckungsrechng. $\text{MCP} * (\text{Eigenbedarf} - \text{Erzeugung})$	
Aufwand aus CO₂-Zertifikaten $\text{CO}_2\text{-Ausstoß} * \text{EZ-Preis}$	
Gewinn = $\text{EK}(1.\text{Jan}) * \text{EK-Zinssatz}$	

Abbildung 97: GuV- Rechnung für Stromerzeugungsunternehmen in ATLANTIS¹³⁰

¹³⁰ (Stigler, ATLANTIS- Szenariomodell für die Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft, 2009)

So werden die Aufwendungen für das ukrainische Energieversorgungsunternehmen in Abbildung 98 dargestellt.

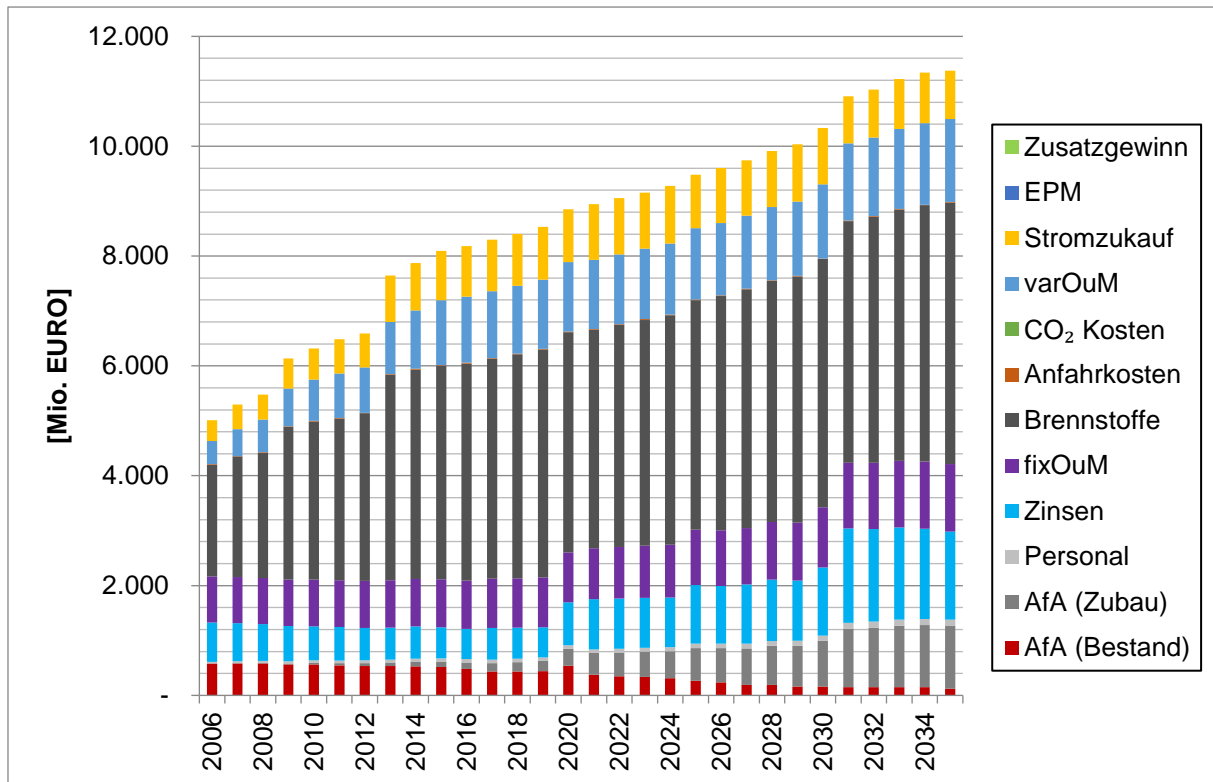


Abbildung 98: GuV-Rechnung für die Ukraine ohne Verbrauchszuwachs

Der größte Anteil der Kosten wird durch Brennstoffkosten verursacht. Diese Kosten wiederum setzen sich hauptsächlich aus Brennstoffkosten für Kohle und Gas zusammen, was in Abbildung 99 zu erkennen ist. Erdgas trägt trotz geringerer Verwendung aber durch höhere Preise mehr an den Brennstoffkosten bei, als beispielsweise der nukleare Brennstoff Uran. In der Abbildung 99 wird dann der Posten „Brennstoffe“ noch einmal genauer analysiert.

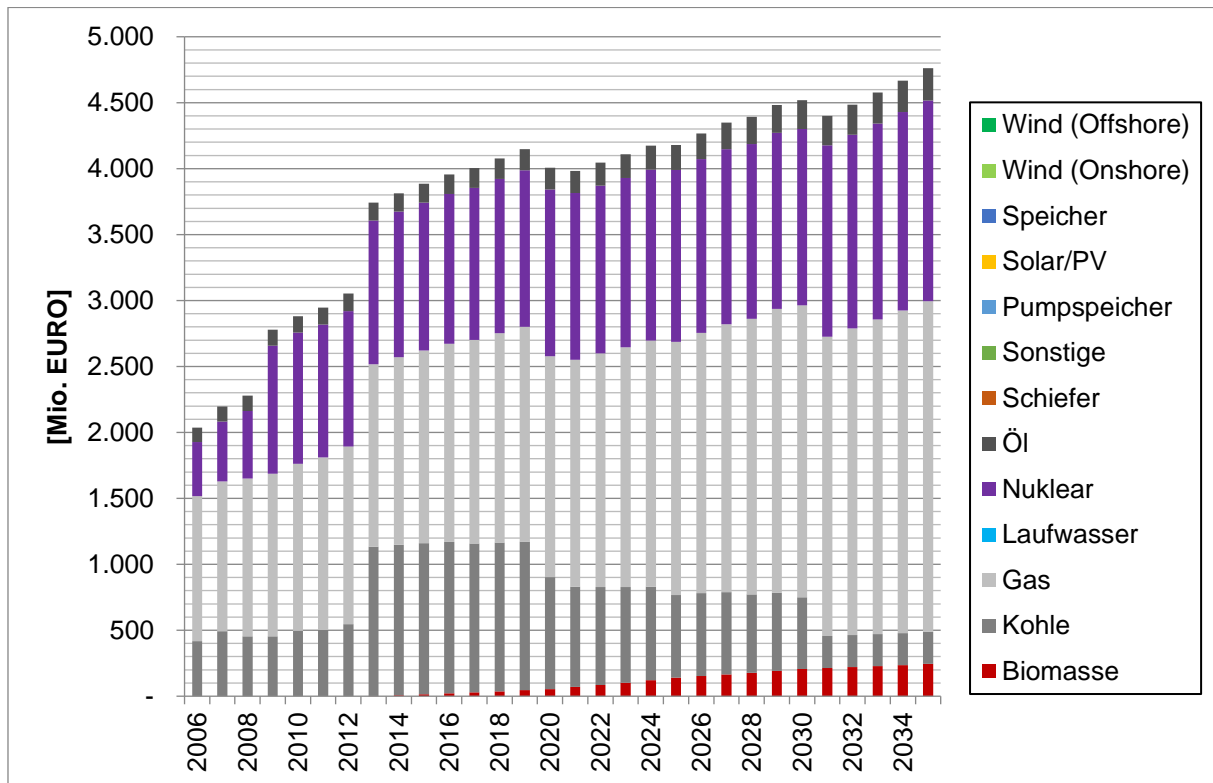


Abbildung 99: "Brennstoff- Anteil" GuV-Rechnung für die Ukraine

Auch hier trägt Erdgas am meisten zu den hohen Brennstoffkosten bei.

Für das angenommene moldawische Energieversorgungsunternehmen sieht die Aufwendungsseite der Gewinn- und Verlustrechnung folgendermaßen (Abbildung 100) aus.

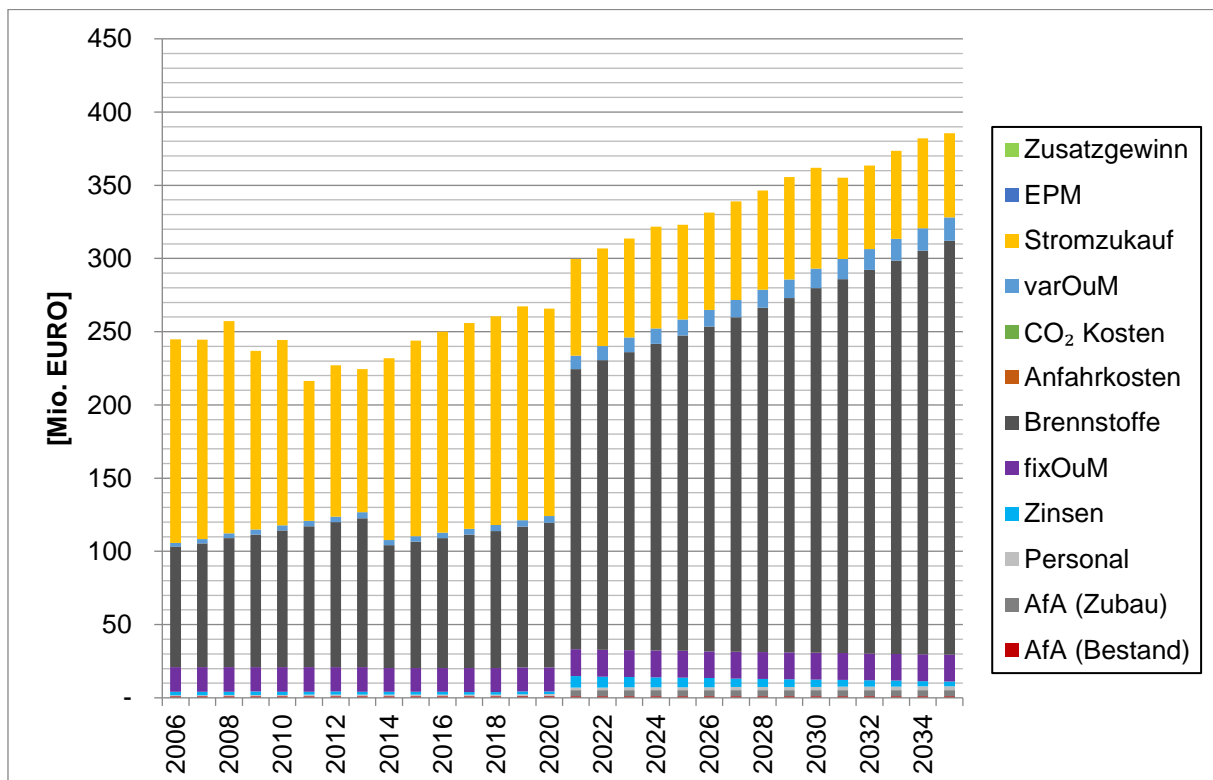


Abbildung 100: GuV-Rechnung für Moldawien ohne Verbrauchszuwachs

Die Aufwendungen für das moldawische Energieunternehmen bestehen hauptsächlich aus Brennstoffkosten und ein großer Teil aus Stromzukauf. Der Stromzukauf verringert sich allerdings 2021 durch Zubau eines neuen Kraftwerkes, wodurch allerdings gleichzeitig die Brennstoffpreise in diesem Jahr steigen.

Auch hier ist der Anteil, der von Brennstoffen verursacht wird am größten und wird deshalb in Abbildung 101 noch einmal genauer betrachtet.

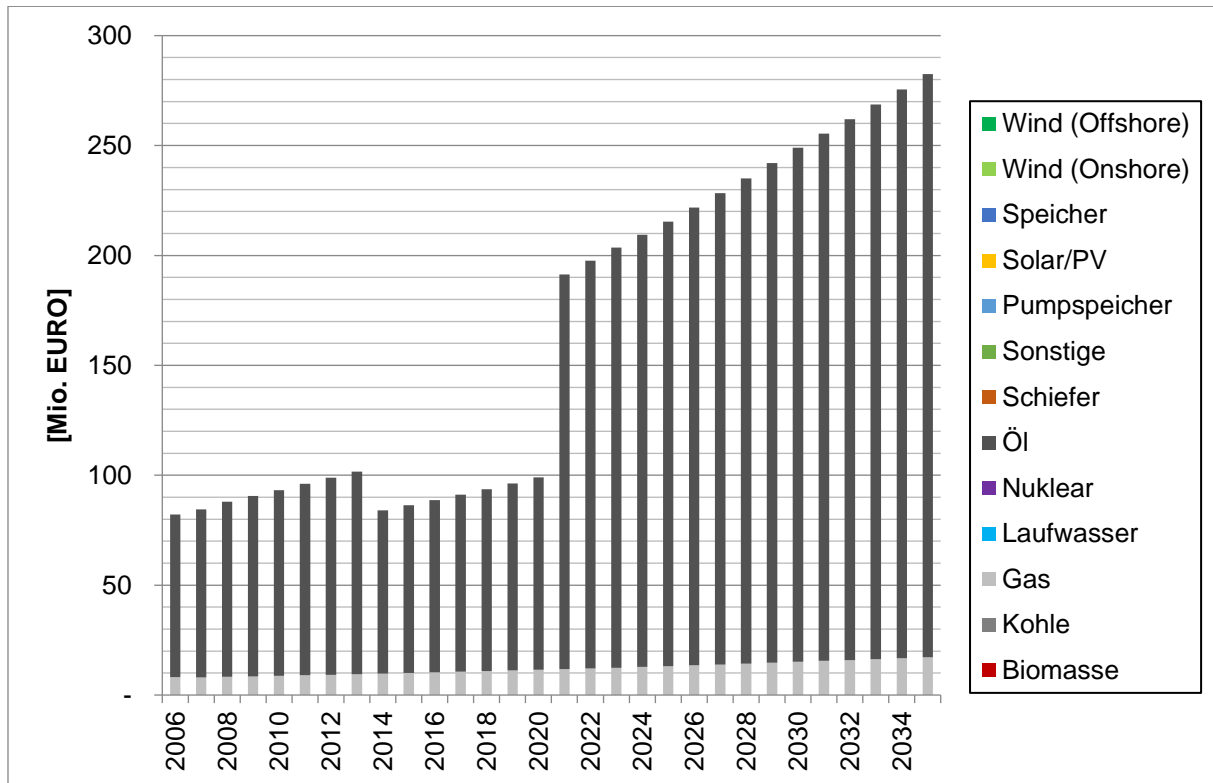


Abbildung 101: GuV-Rechnung für Brennstoffe in Moldawien

Interessant ist auch zu sehen, zu welchen CO₂-Emissionen dieses Szenario in den einzelnen Ländern führen würde. In der Ukraine beispielsweise (Abbildung 102) ist ab 2021 durch Zubau der erneuerbaren Energieträger eine fallende Tendenz zu erkennen. Zu einer zusätzlichen Verringerung kommt es ab 2031 durch Zubau eines Atomreaktors.

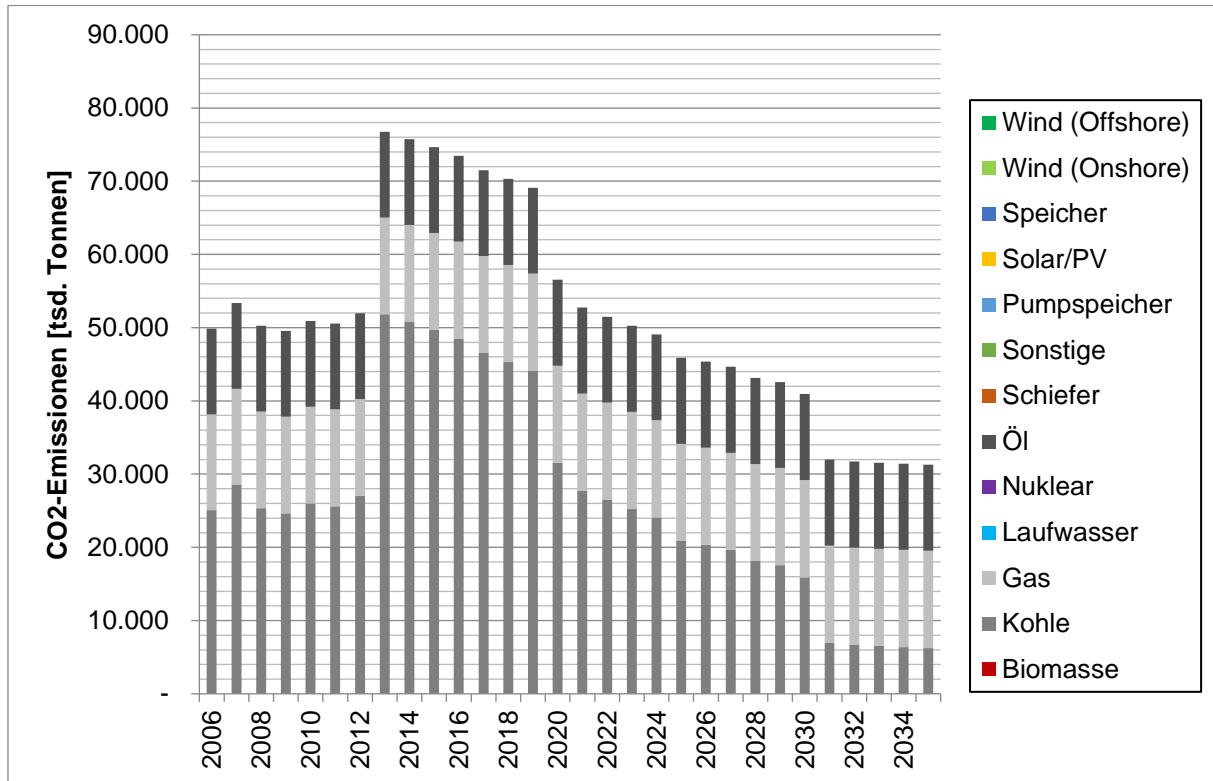


Abbildung 102: CO₂- Emissionen der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs

In Moldawien hingegen bleibt der CO₂-Ausstoß weiterhin auf hohem Niveau. Zu einem sprunghaften Anstieg kommt es dann auch 2021 durch Zubau des Ölkraftwerkes CHP-3. Lediglich eine geringe Dämpfung durch Ausbau der Erneuerbaren Energieträger, dieser ist aber kaum wahrzunehmen, wie man der Abbildung 103 entnehmen kann.

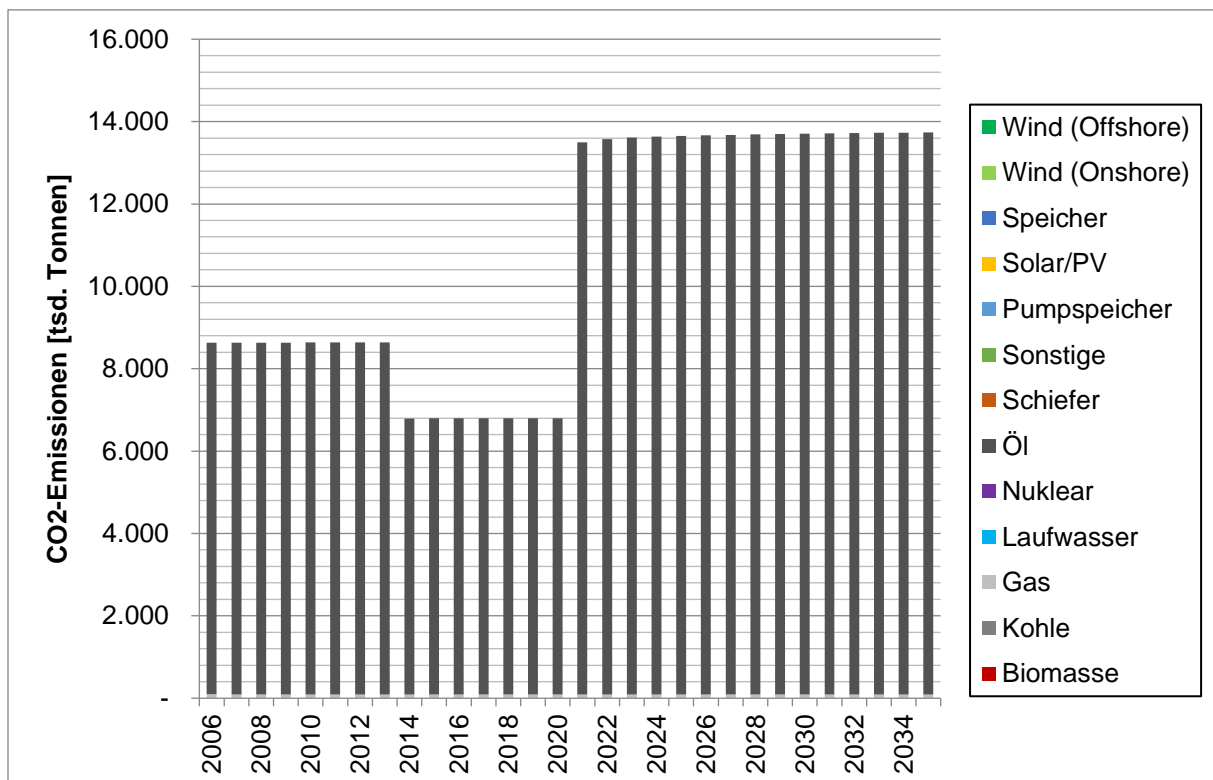


Abbildung 103: CO₂- Emission Moldawiens ohne Verbrauchswachstum

In Bezug auf Emissionen kommt es also in Moldawien zu keinerlei Verbesserung in der dargestellten Simulation.

Zusammengefasst führt dieses Szenario zwar zu einigen zusätzlichen Belastungen, allerdings halten sich diese im Rahmen, natürlich auch begünstigt durch die zusätzlichen Leitungsprojekte und unter der Annahme, dass es in beiden Ländern zu keinem Verbrauchszuwachs kommt.

4.3.2 Szenario mit 1% Verbrauchsanstieg

In diesem Szenario wird für Moldawien wieder kein Verbrauchsanstieg angenommen. Für die Ukraine wird ein Verbrauchszuwachs von einem Prozent ab 2013 angenommen. Das Modell sieht wieder aus wie in 4.3.1. Im Gegensatz zu vorhin sind für diese Simulation Engpass-Dummy-Kraftwerke in der Höhe von 2,2 GW nötig um eine fehlerfreie Simulation zu ermöglichen. Zum einen 1,2 GW an Kapazität im Westen des Landes um den durch den Wegfall der Importe aus der Ukraine- West und dem dadurch resultierenden Engpass entgegenzuwirken.

Der Rest der Kapazitäten wird über das Land verteilt, wie man an der Abbildung 104 erkennen kann.



Abbildung 104: Erforderliche Dummy-Kraftwerke bis 2035 für das Szenario mit 1 % Verbrauchszuwachs

Das ergibt dann für die Jahre 2006, 2020 und 2035 folgende Zusammensetzung wie man den nachstehenden Grafiken entnehmen kann (Abbildung 105, Abbildung 106, Abbildung 107).

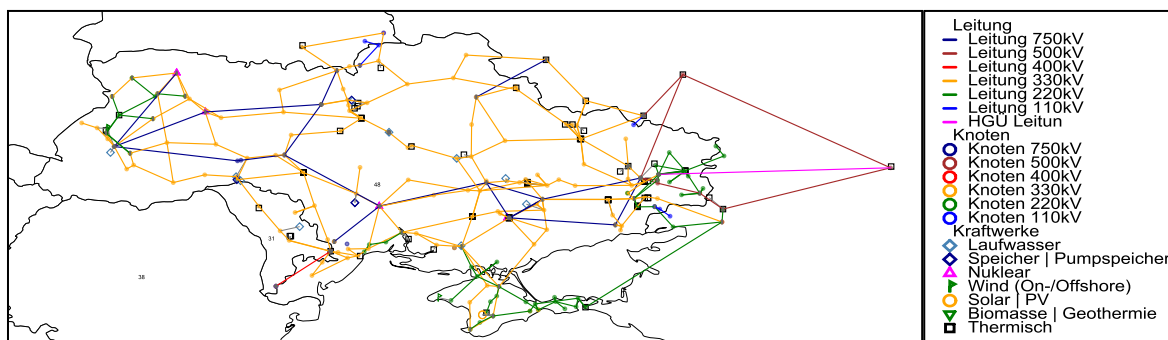


Abbildung 105: Objektübersicht im Basisjahr 2006 bei 1% Verbrauchszuwachs

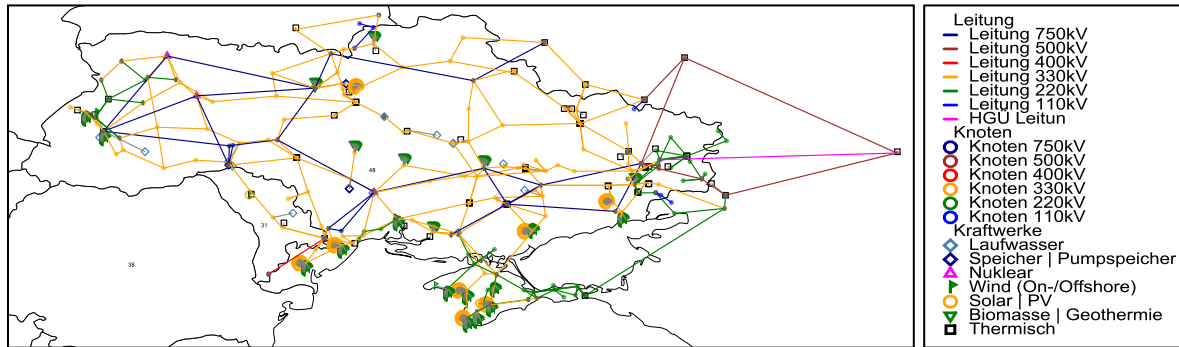


Abbildung 106: Objektübersicht im Jahr 2020 bei 1% Verbrauchszuwachs

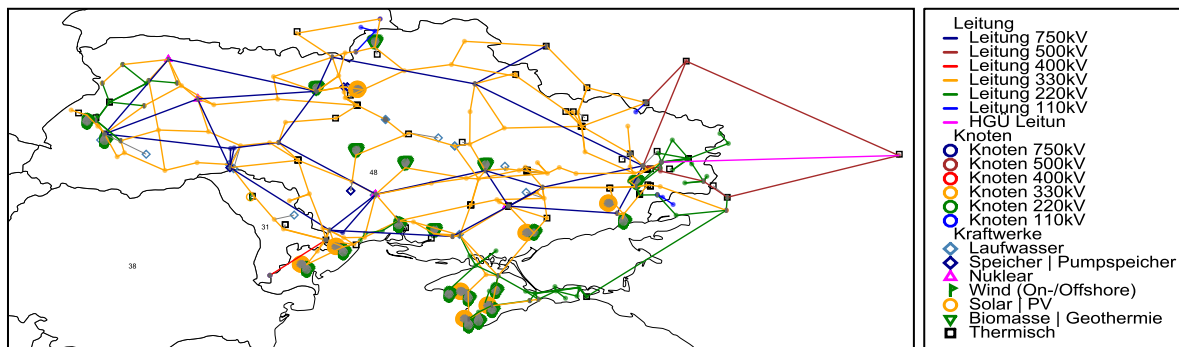


Abbildung 107: Objektübersicht im Jahr 2035 bei 1% Verbrauchszuwachs

Der Lastfluss im Basisjahr 2006, im Jahr 2020 und im Jahr 2035 wird in folgenden Abbildungen dargestellt.

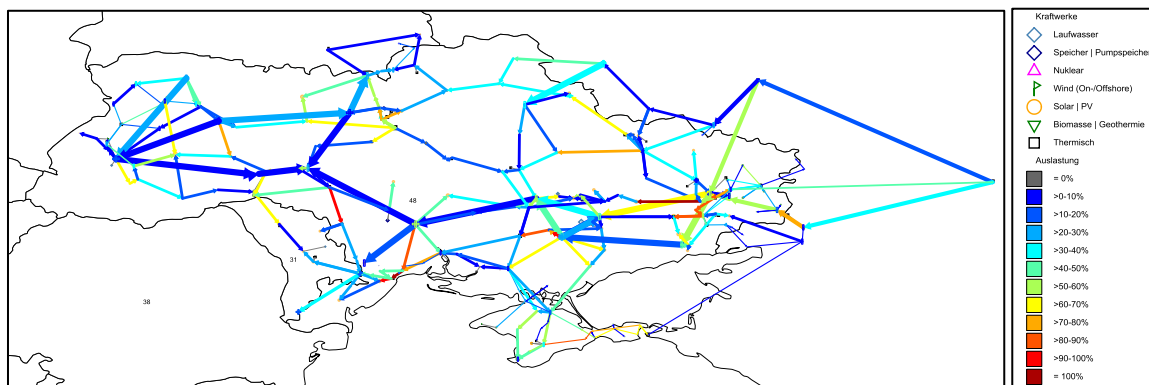


Abbildung 108: Lastfluss im Basisjahr 2006 bei 1% Verbrauchszuwachs

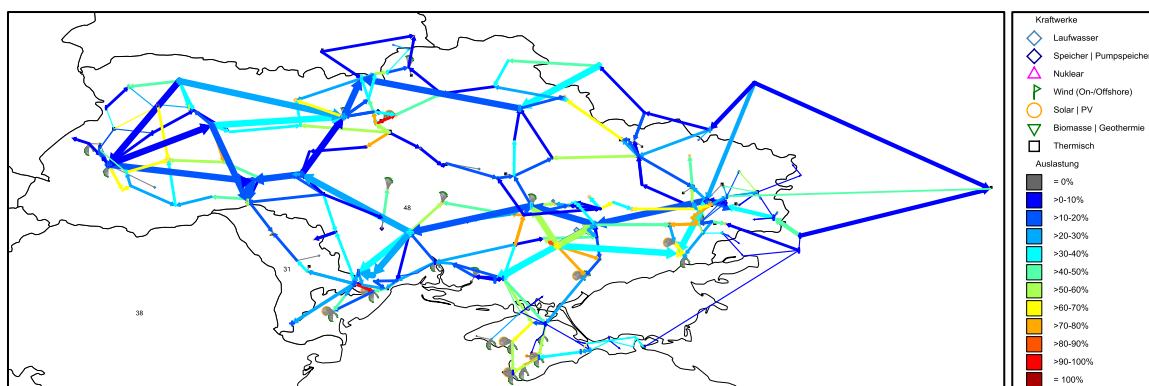


Abbildung 109: Lastfluss im Jahr 2020 bei 1% Verbrauchszuwachs

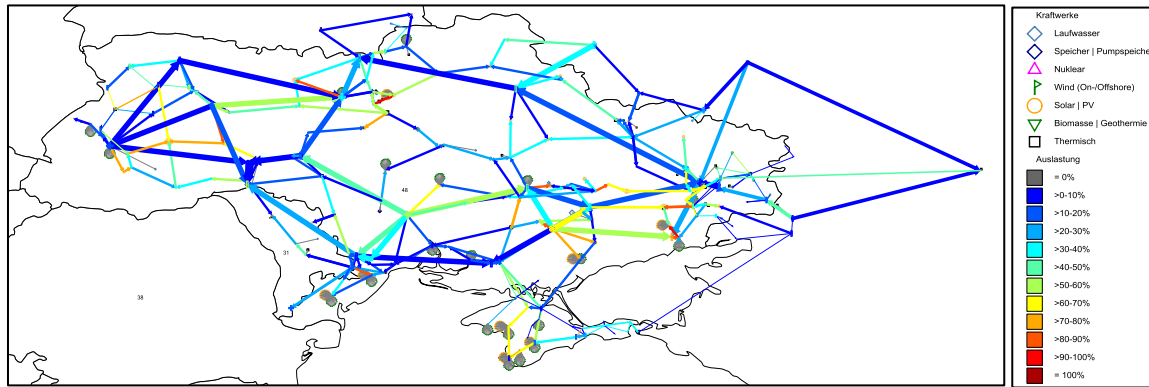


Abbildung 110: Lastfluss im Jahr 2035 bei 1% Verbrauchszuwachs

Der Lastfluss der beiden Länder ist im Lauf der Jahre zwar immer sehr ausgeglichen, doch kommt es im Modell schon zu einigen stärker belasteten Leitungen, wie man den Abbildungen zuvor entnehmen kann.

Der relativ wenig belastete und ausgeglichene westliche Teil der Ukraine wird in folgender Abbildung 111 noch einmal genauer dargestellt.

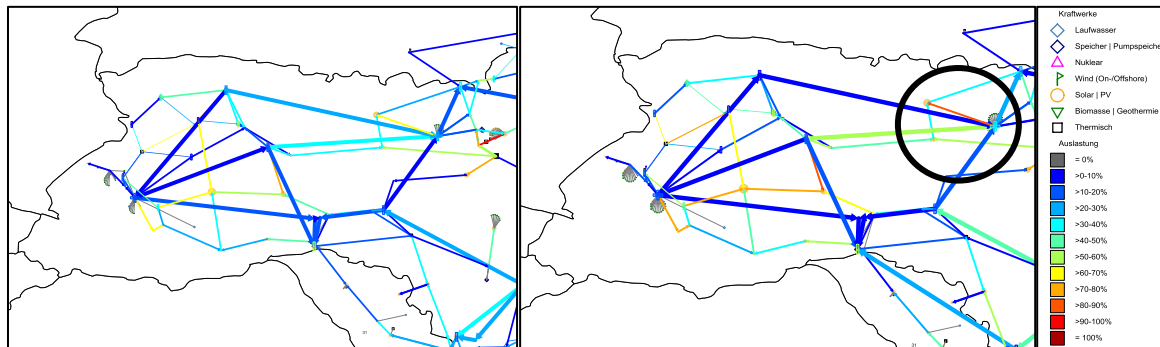


Abbildung 111: Lastfluss der westlichen Ukraine Links:2020; Rechts 2035

Lediglich im Bereich um Kiew kommt es zu Leitungsengpässen bedingt durch das Bevölkerungs- und Verbrauchszentrum des Landes.

Dieses Szenario führt auch in der Ostukraine zu keinen kritischen Kapazitätsengpässen, wie man in Abbildung 112 erkennt.

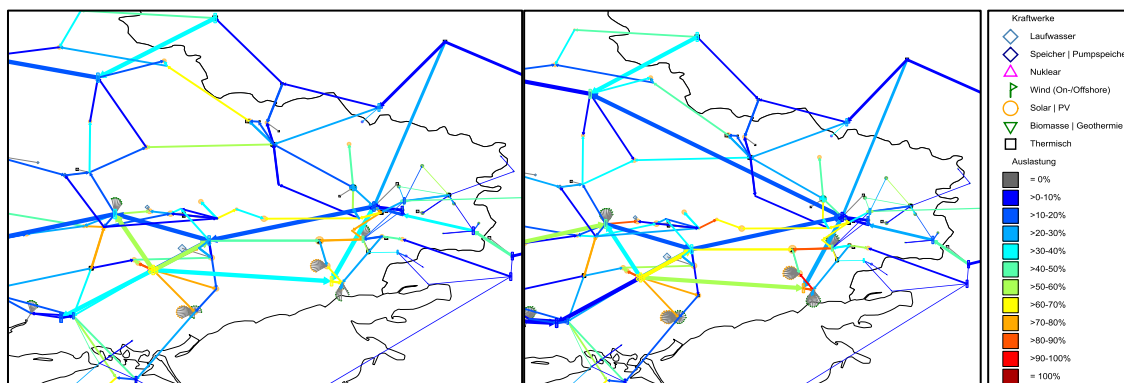


Abbildung 112: Lastfluss der östlichen Ukraine; Links: 2020; Rechts: 2035

Sieht man sich Moldawien für dieses Szenario genauer an, erkennt man die stark beanspruchte grenzübergreifende Leitung LTGCB5034 von der Ukraine nach Moldawien.

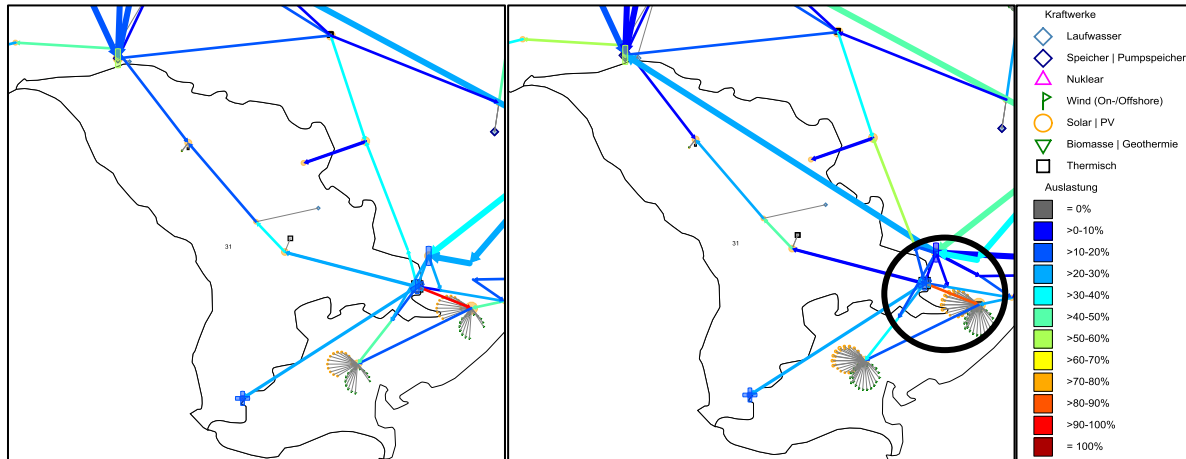


Abbildung 113: Lastfluss Moldawiens Links: 2020; Rechts: 2035

Trotz der zusätzlichen Leitungsprojekte wird diese grenzüberschreitende Leitung im Lauf der Jahre immer stark ausgelastet. Hier gilt es diese lediglich einfach ausgeführte Leitung zu erweitern bzw. zu entlasten.

Auch in diesem Szenario kommt es bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energie zu kritischen Leitungssituationen auf der Krim.

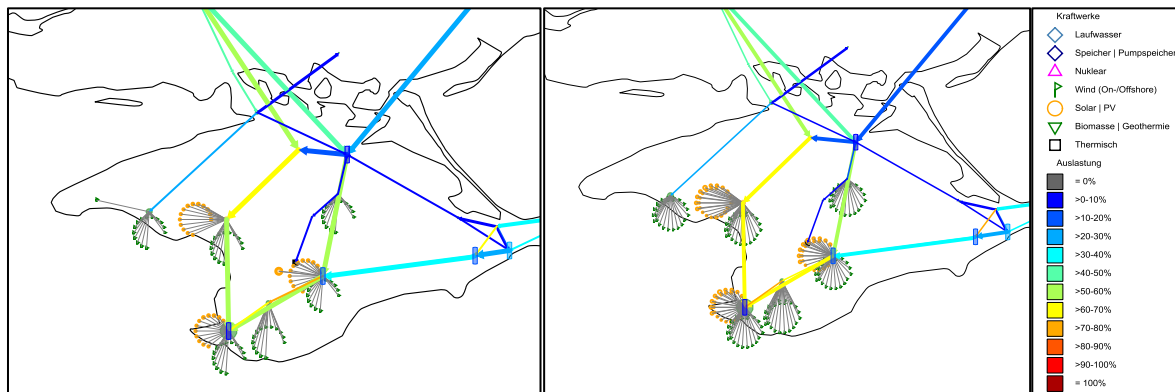


Abbildung 144: Lastfluss der Krim, Links: 2020; Rechts: 2035

Allerdings kann der zusätzliche angenommene Kraftwerkszubau sehr gut durch die angenommenen Leitungsprojekte aus Tabelle 25 bewältigt werden.

Die Kraftwerkskapazitäten der beiden Länder sind zu dem vorigen Szenario kaum verändert. Die produzierten Energien allerdings schon, wie man für die Ukraine beispielsweise in folgender Abbildung 115 sieht.

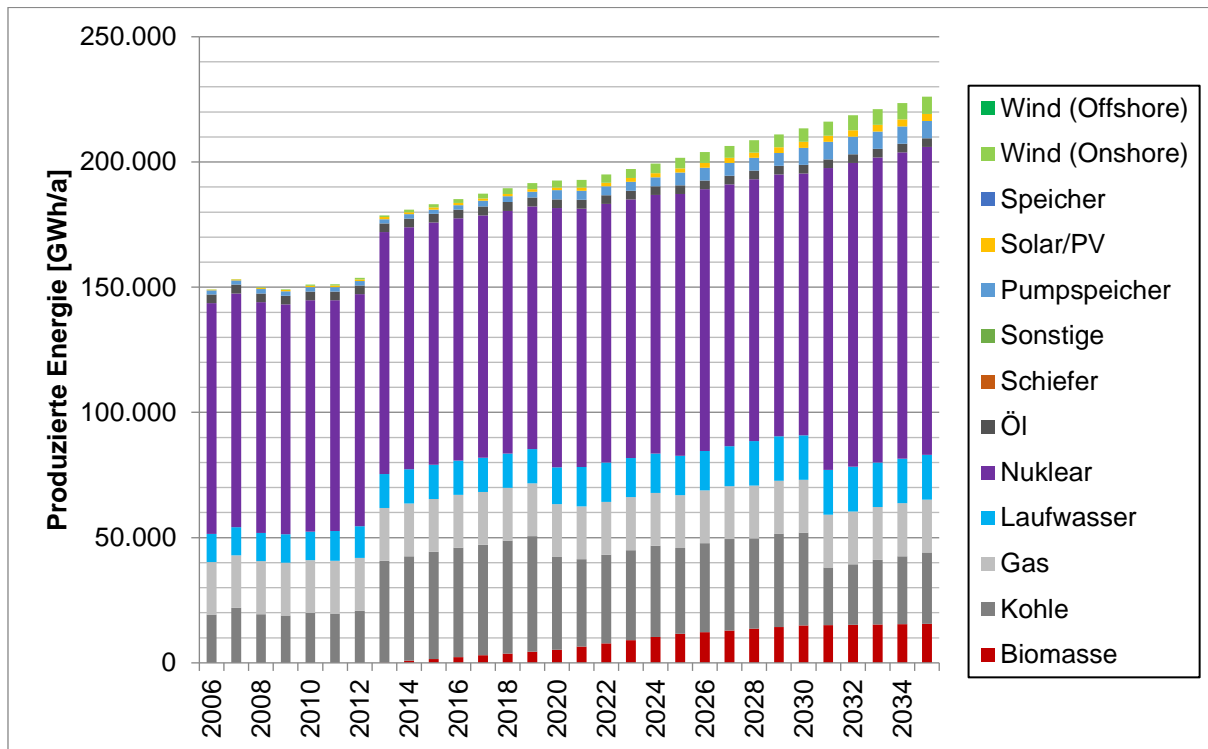


Abbildung 115: Produzierte Energie der Ukraine bei 1% Verbrauchswachstum

Für Moldawien verändert sich die produzierte Energie kaum gegenüber dem Szenario ohne Verbrauchsanstieg (Abbildung 116).

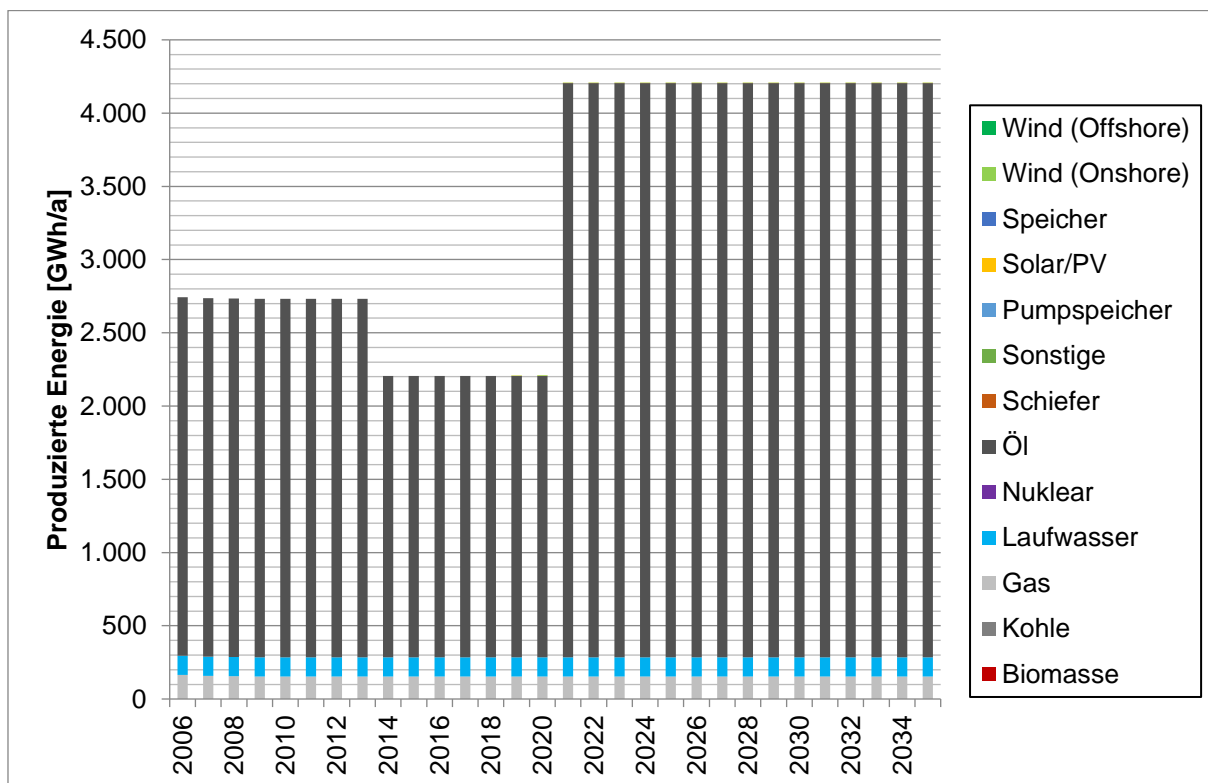


Abbildung 116: Produzierte Energie Moldawiens im Szenario mit 1% Verbrauchswachstum

Auch in diesem Szenario ist es nötig, gewisse Mengen an Energie zu importieren um den Bedarf zu decken.

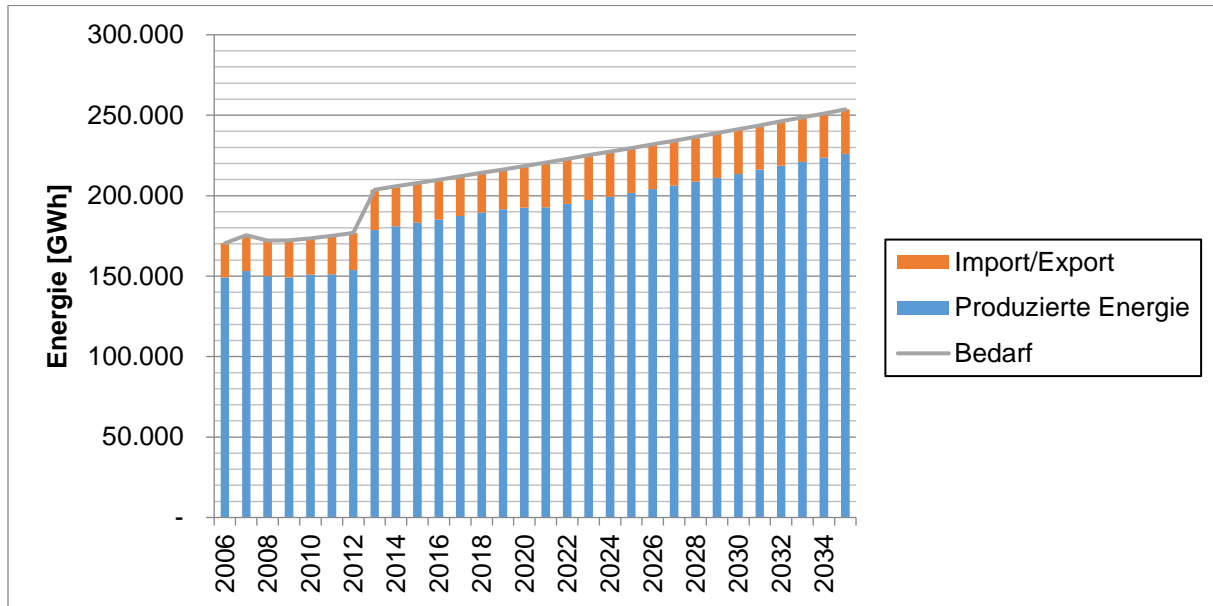


Abbildung 117: Zusammensetzung der produzierten Energie der Ukraine

In Abbildung 117 lässt sich sehr gut erkennen, dass sich das Verhältnis von produzierter Energie zu importierter Energie in der Ukraine trotz Bedarfsanstieges nicht verändert. Für Moldawien bedeutet dieses Szenario keine Veränderung bezüglich der importierten bzw. exportierten Energiemenge des Landes.

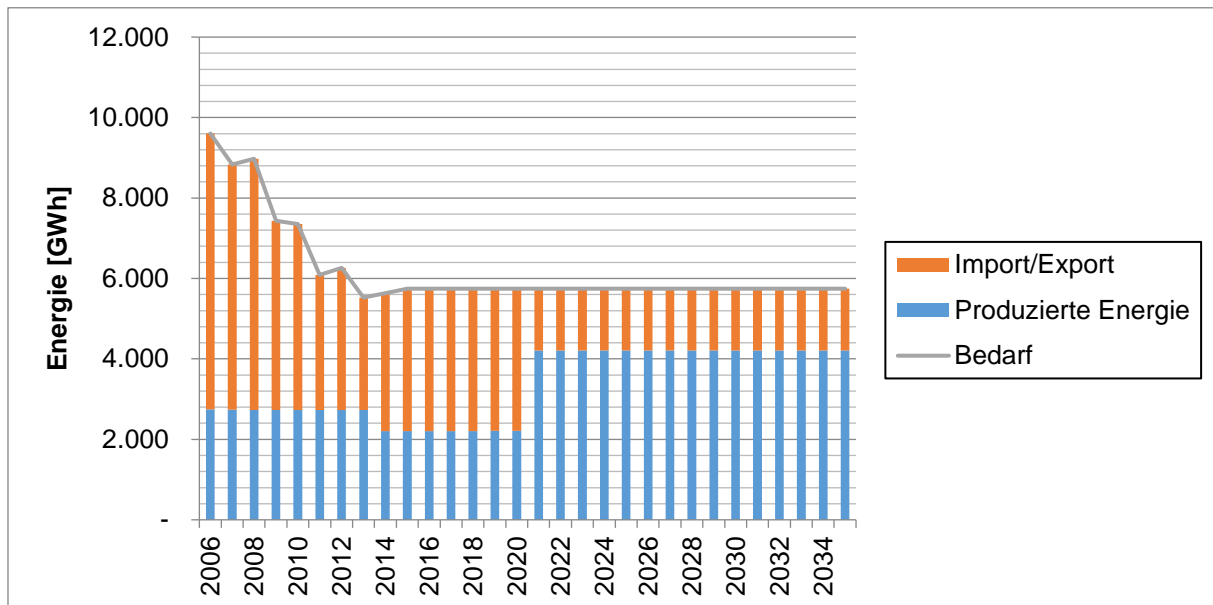


Abbildung 118: Zusammensetzung der produzierten Energie Moldawiens

Natürlich bedeutet dieser Anstieg an Energiebedarf auch eine Steigerung des Börsenpreises für Strom.

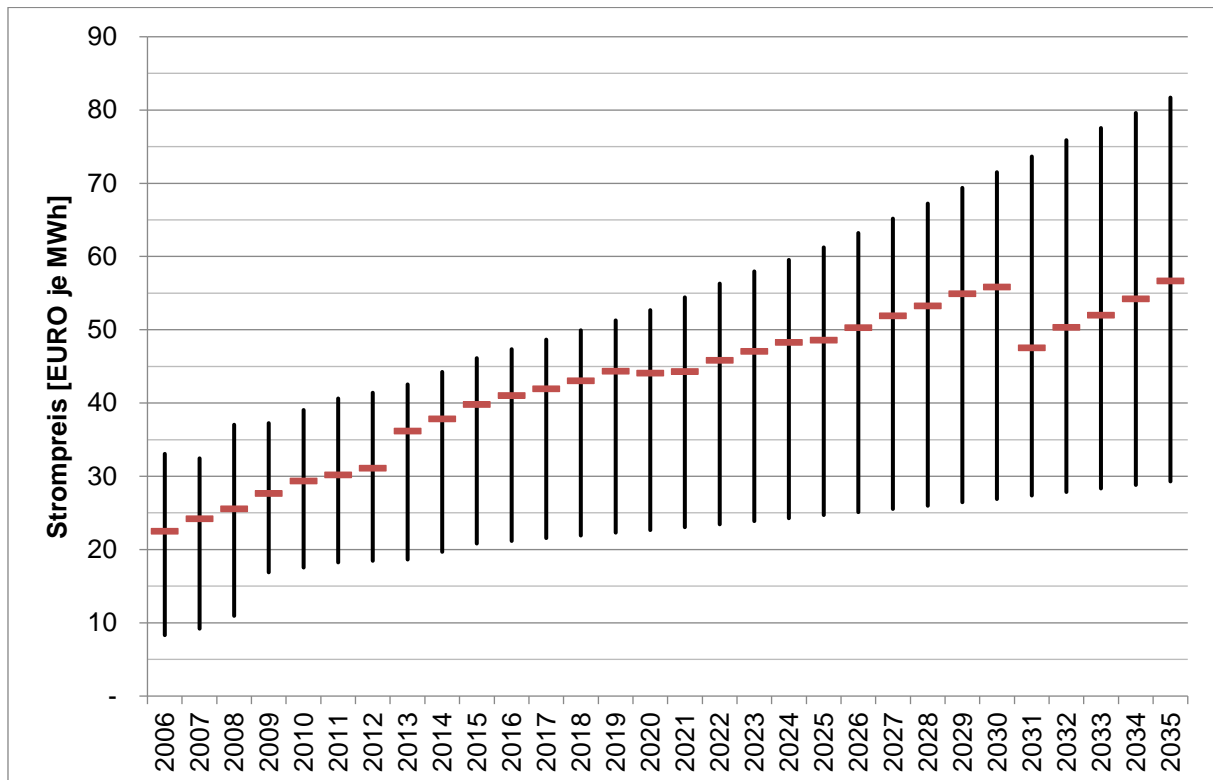


Abbildung 119: Börsenpreis mit 1% Verbrauchswachstum

Der Börsenpreis ist deutlich höher als im Szenario ohne Anstieg, da er nicht nur bedingt durch Inflation und Brennstoffpreise steigt, sondern auch bedingt durch die erhöhte Nachfrage. So liegt der Strompreis im finalen Jahr 2035 im Szenario ohne Verbrauchsanstieg bei rund 37€ (vgl. Abbildung 90) und in diesem Szenario jedoch bei rund 55€. Diese steigende Tendenz schlägt sich auch in den variablen Produktionskosten für elektrische Energie nieder, wie man in den folgenden Abbildung 120 und Abbildung 121 sehr deutlich erkennen kann.

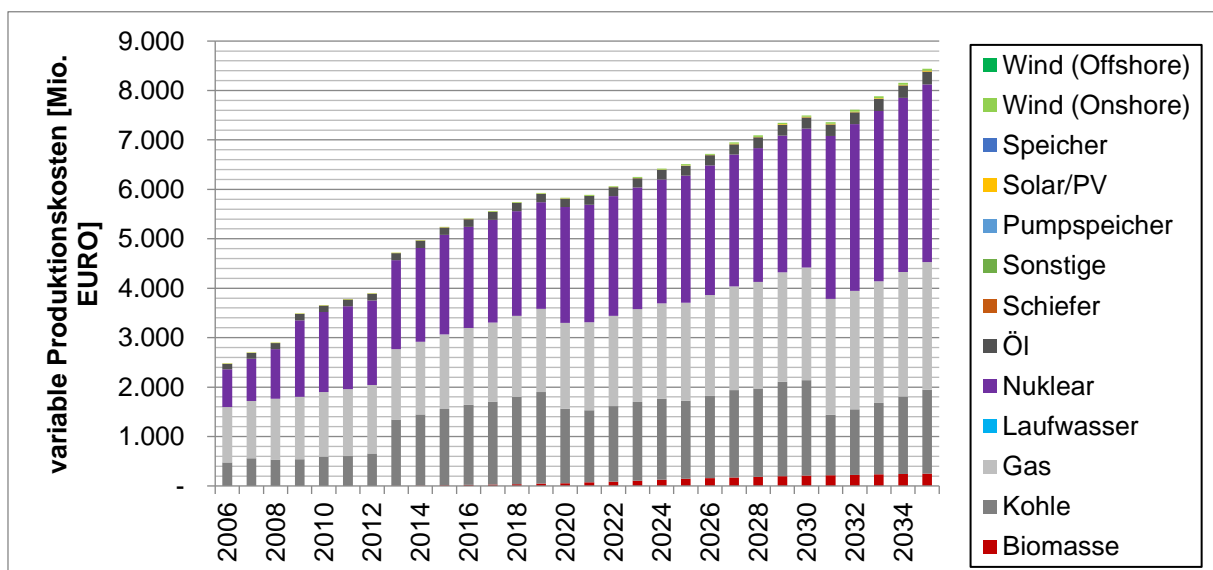


Abbildung 120: Variable Produktionskosten der Ukraine mit 1% Wachstum

Wieder bestimmen Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke den größten Anteil an den variablen Produktionskosten. In Moldawien dominieren Erdöl und Erdgas (Abbildung 121).

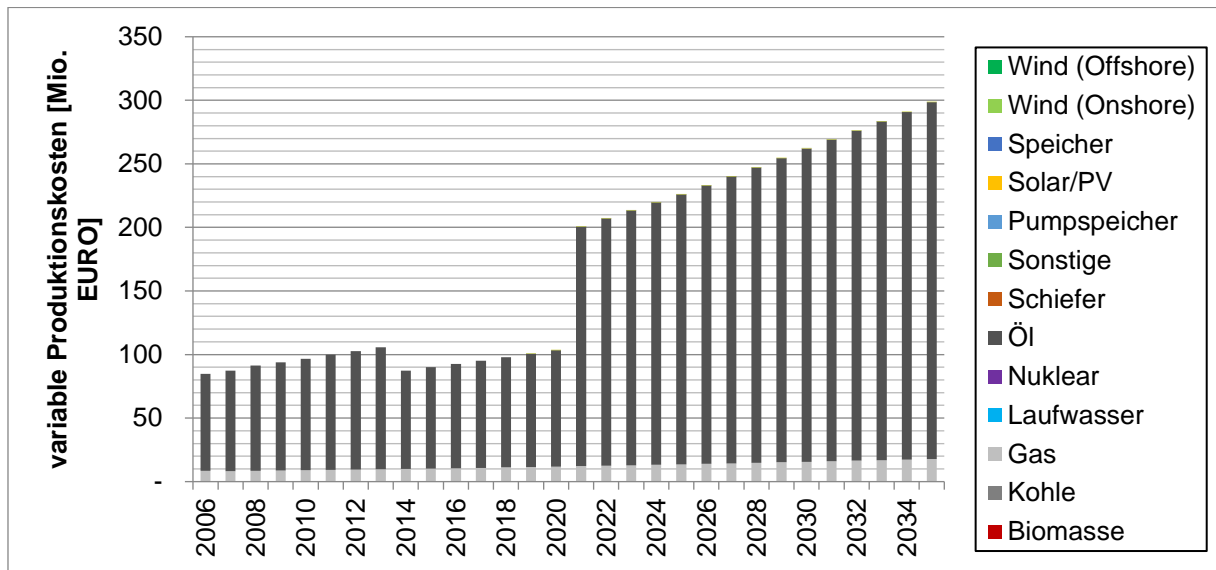


Abbildung 121: Variable Produktionskosten Moldawiens

Dementsprechend steigt auch der Stromgestehens-, Stromerzeugungs- und Endkundenpreis.

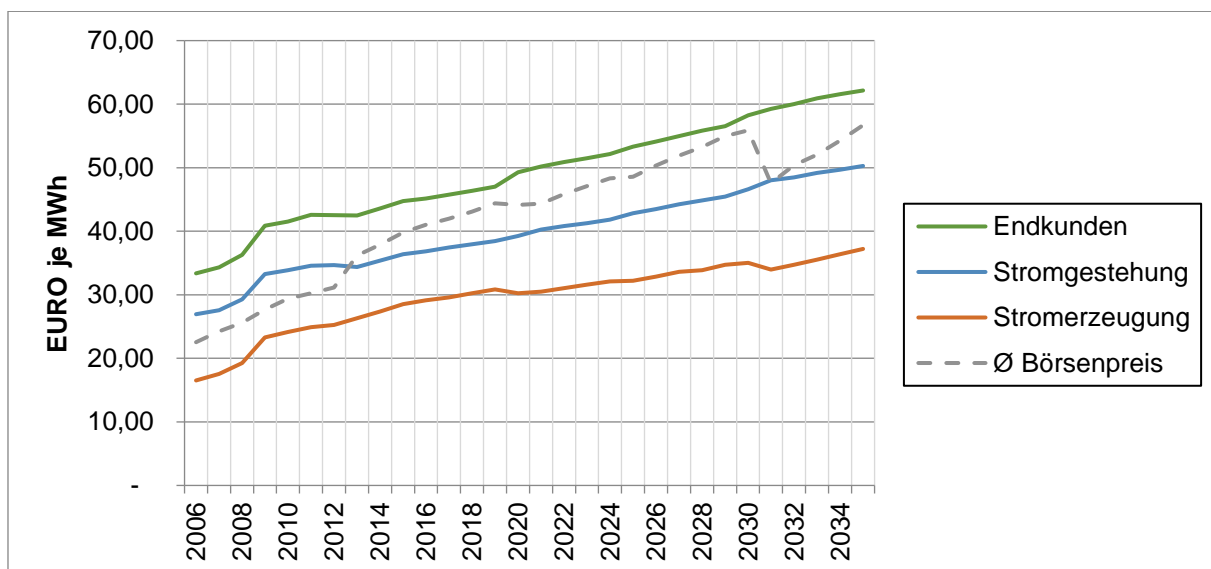


Abbildung 122: Strompreise der Ukraine bei 1% Wachstum

Der Einbruch des Strombörsenpreises im Jahr 2031 ist durch den Zubau des zusätzlichen Kernreaktors zu erklären.

Analysiert man den Stromgestehungspreis genauer und sieht sich die einzelnen Technologien an, ist sehr gut ersichtlich, dass vor allem der Stromgestehungspreis des Erdgases, bedingt durch den steigenden Brennstoffpreis in den beiden Ländern rapide ansteigt.

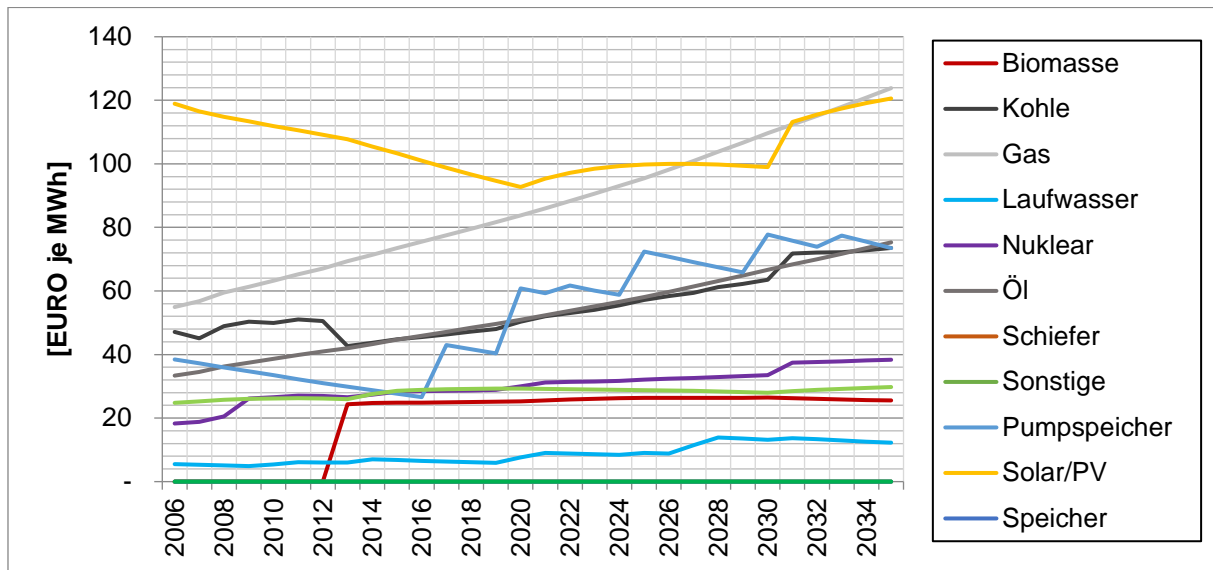


Abbildung 123: Stromgestehungspreise in der Ukraine

Auch für dieses Szenario wurde in den beiden Ländern mithilfe des Simulationsprogrammes wieder eine Gewinn- und Verlustrechnung durchgeführt, was zu folgender Kostenzusammensetzung führte (Abbildung 124).

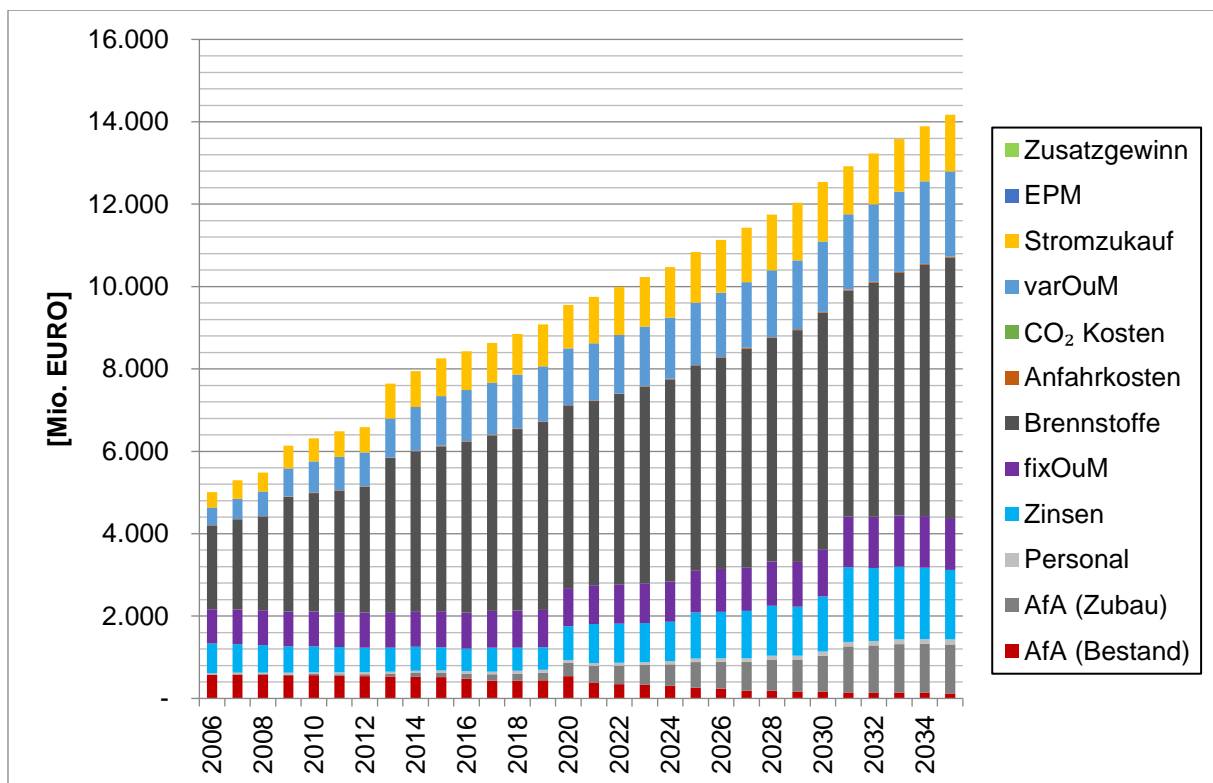


Abbildung 124: GuV des ukrainischen Elektrizitätsunternehmens

Auch für dieses Szenario ist deutlich erkennbar, dass der Großteil an den steigenden Aufwendungen für Brennstoffe getätigt werden muss. Weitere beträchtliche Anteile werden verursacht durch Stromzukauf aus Russland, Zinsen und Fixkosten. Grund genug diese Brennstoffkosten in Abbildung 125 genauer zu analysieren.

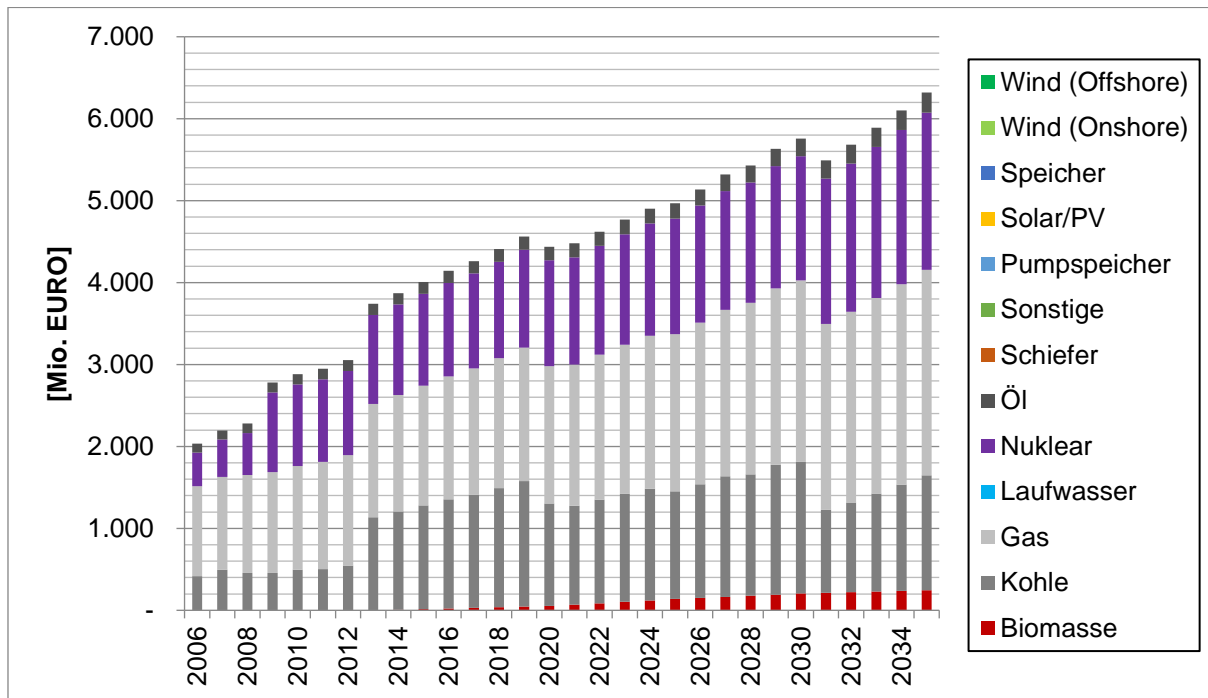


Abbildung 125: GuV des Aggregats „Brennstoffe“ in der Ukraine

Auch hier machen interessanterweise trotz der vielen Nuklearkraftwerke den größten Anteil die Gaskraftwerke aus. Man erkennt, wie sich der zusätzliche Reaktor auf die Brennstoffkosten im Jahr 2031 auswirkt: nuklearer Brennstoff nimmt zu und verdrängt die Aufwendungen für den Brennstoff Kohle.

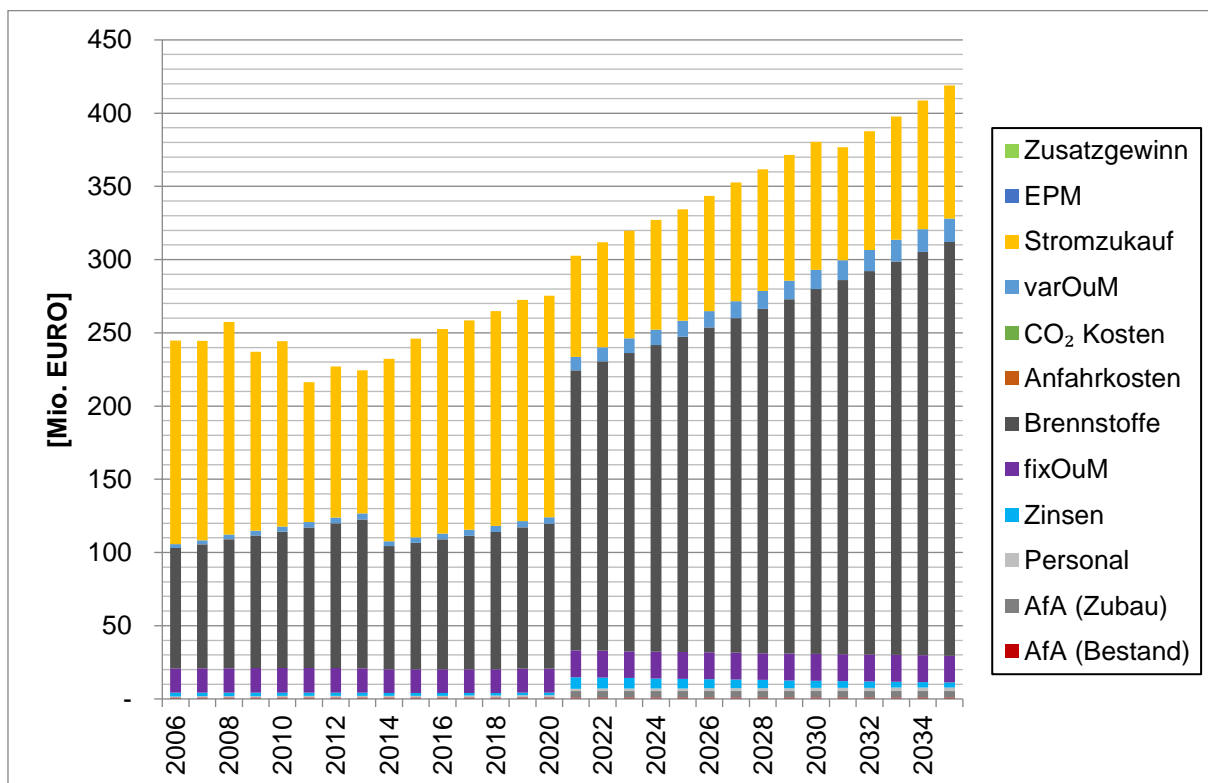


Abbildung 126: GuV des moldawischen Elektrizitätsunternehmens

In Moldawien (Abbildung 126) trägt neben den Brennstoffpreisen ein sehr großer Teil der Stromzukauf aus der Ukraine zu den gesamten Aufwendungen bei. Dieser Anteil

an Stromzukaufen sinkt allerdings ruckartig mit dem angenommenen Kraftwerkszubau im Jahr 2021.

Für die Emissionen an Kohlendioxid würde ein Verbrauchzuwachs wie dieser einen enormen Effekt haben. Dieser würde nicht wie zuvor eine sinkende Tendenz aufweisen, sondern eher auf hohem konstantem Niveau bleiben.

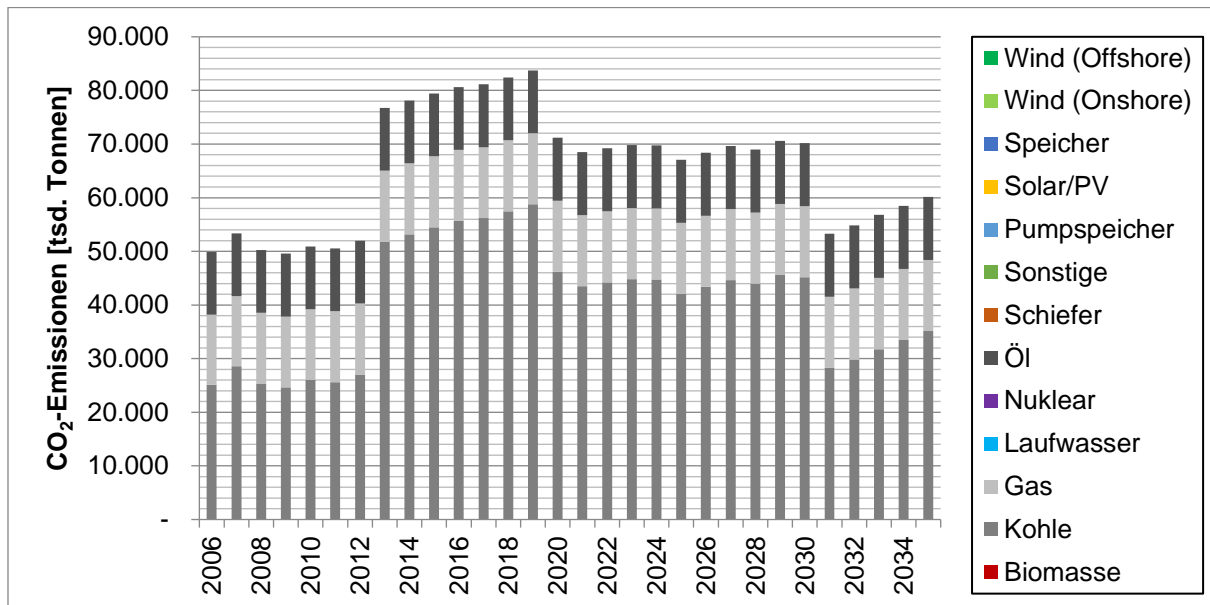


Abbildung 127: CO₂-Emissions Entwicklung der Ukraine

Für Moldawien würde gemäß den durchgeführten Simulationen der CO₂- Ausstoß beinahe unverändert bleiben (Abbildung 128).

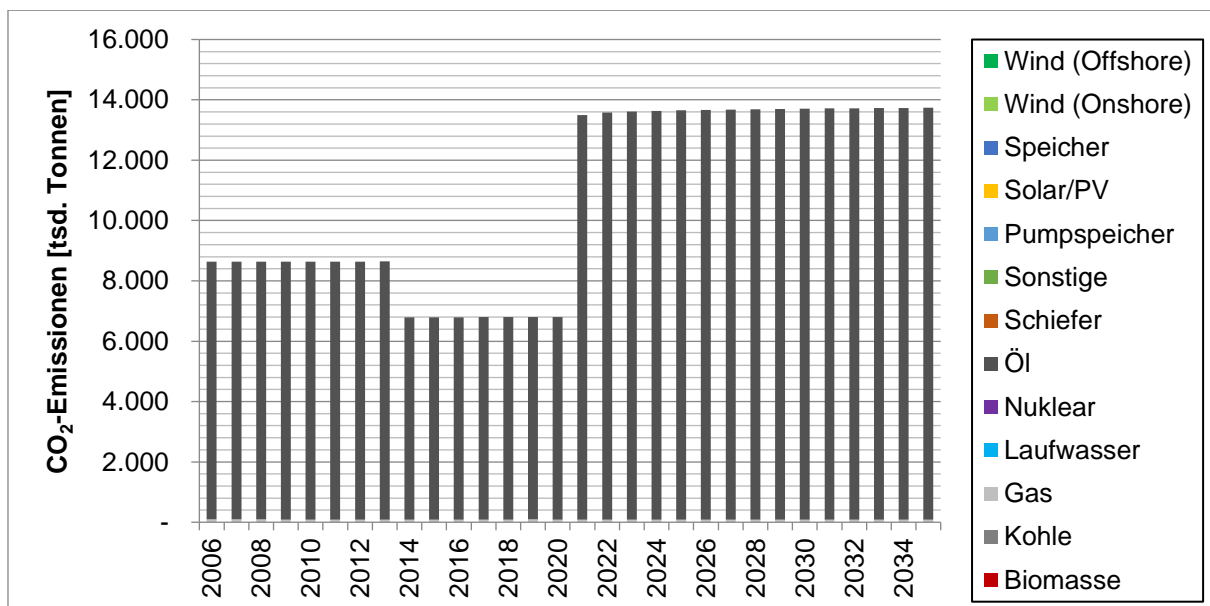


Abbildung 128: CO₂- Emissionsentwicklung Moldawiens

Vergleicht man nun die produzierte Energie der beiden Länder (Abbildung 129) mit dem Szenario erkennt man im direkten Vergleich sehr deutlich, dass im Jahr der Kalibrierung, nämlich 2013, die produzierten Energien noch gleich hoch sind. Dann allerdings ist ersichtlich, dass bei dem Szenario mit Zuwachs vor allem die thermischen Kraftwerke mehr Energie produzieren und die zusätzlich nötige Energie für den gestiegenen Verbrauch liefern.

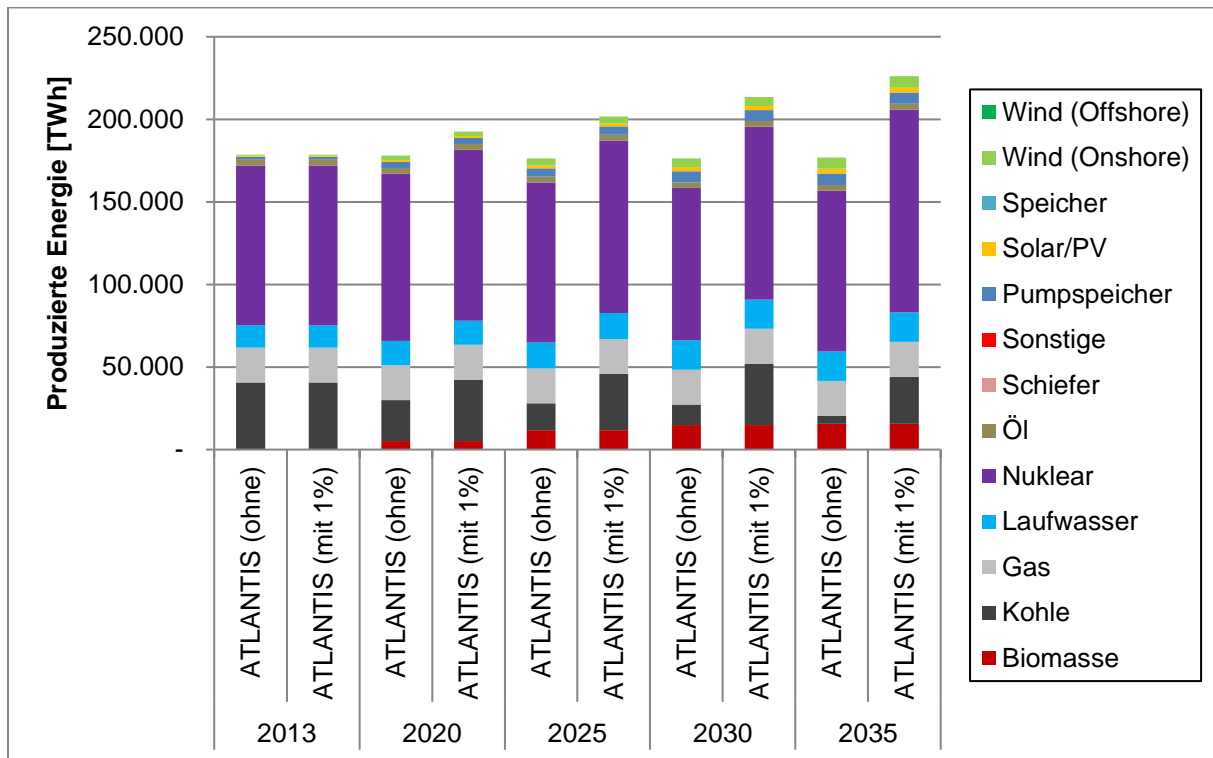


Abbildung 129: Vergleich produzierter Energie der Ukraine

Auch der Unterschied bei den CO₂- Emissionen ist enorm hoch wie man in Abbildung 130 erkennt. So ist der Ausstoß der Emissionen im finalen Jahr 2035 im Modell doppelt so hoch als jener ohne Zuwachs.

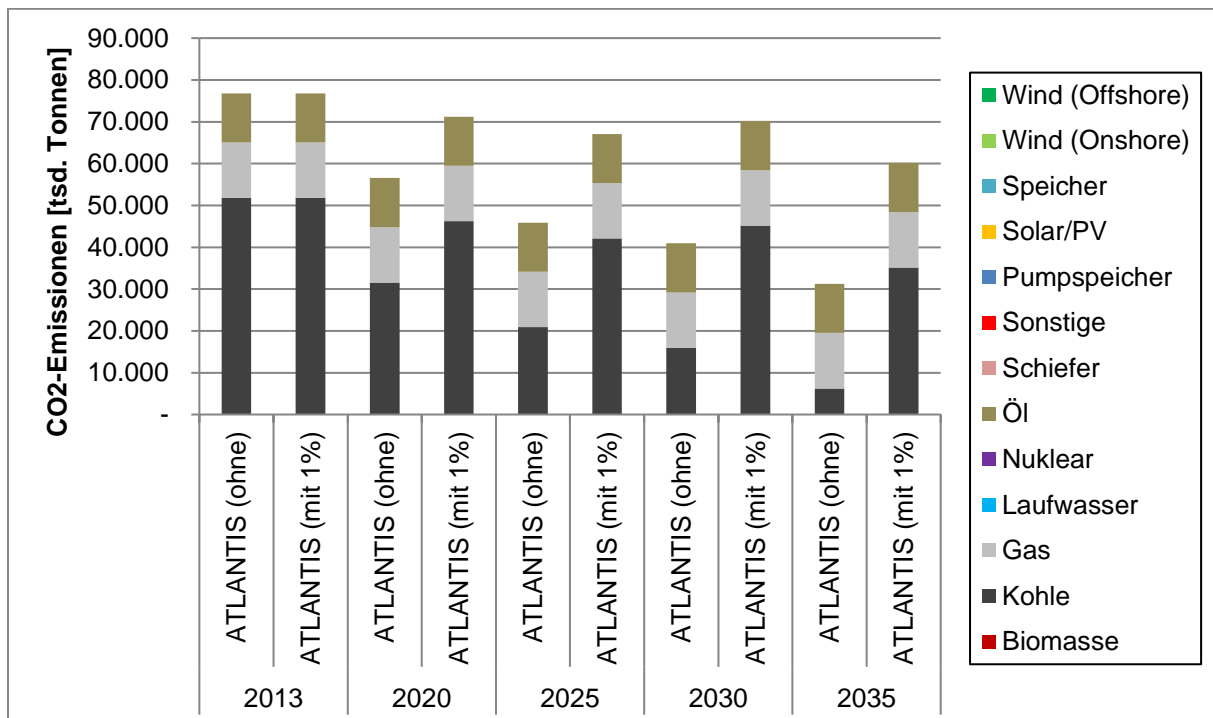


Abbildung 130: Vergleich der CO₂- Emissionen

Diese Vergleiche veranschaulichen sehr gut, welche enorme technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkung ein lediglich 1-prozentiger Verbrauchsanstieg hat: Neben den zusätzlichen Belastungen für das Netz und

lokalen Engpässen der Kraftwerkkapazitäten führt ein solcher Anstieg zu einem Kostenanstieg und enormen zusätzlichen Emissionen.

4.3.3 Szenario mit Verbrauchsanstieg gemäß der Energiestrategie

In dieser Simulation wurde davon ausgegangen, dass sich der Anstieg der produzierten Energie, gemäß den Erwartungen der Energiestrategie 2035 verhält (vgl. Kapitel 2.2.4.). Das wurde im System realisiert in dem die produzierte Energie im Jahr 2013 auf den gewünschten Wert kalibriert wurde und anschließend durch Änderung des prozentuellen Verbrauchswachstums der Anstieg der produzierten Energie simuliert wurde, wie man der Tabelle 27 entnehmen kann.

Jahr	Verbrauchswachstum [%]	Jahr	Verbrauchswachstum [%]
2013	15.2	2025	2.1
2014	1.07	2026	2.1
2015	1.07	2027	2.1
2016	1.07	2028	2.1
2017	1.09	2029	2.1
2018	1	2030	1.45
2019	1	2031	1.45
2020	1	2032	1.45
2021	2.2	2033	1.45
2022	2.2	2034	1.45
2023	2.2	2035	1.45
2024	2.2		

Tabelle 27: Verbrauchswachstum für dieses Szenario

Es ist dabei zu berücksichtigen, dass im Gegensatz zum Modell ohne Verbrauchszuwachs in der Ukraine rund 8 GW installierte Leistung rein zu Dummy-Zwecken verwendet wurden um einem Engpass entgegenzuwirken, der durch den Verbrauchszuwachs verursacht wird und um eine fehlerfreie Simulation zu ermöglichen. Dieser zukünftige Engpass in Verbindungskapazitäten ist nicht nur in der Simulation zu finden, sondern auch in der Realität. Denn gemäß einem Bericht von Inna Kovel¹³¹ aus dem Jahr 2014 fehlen tatsächlich 3,5 GW Verbindungskapazitäten im ukrainischen Übertragungsnetz.

Eine Übersicht über das für dieses Szenario angenommene Engpasskraftwerk soll die Abbildung 131 geben.

¹³¹ (Kovel, 2014)

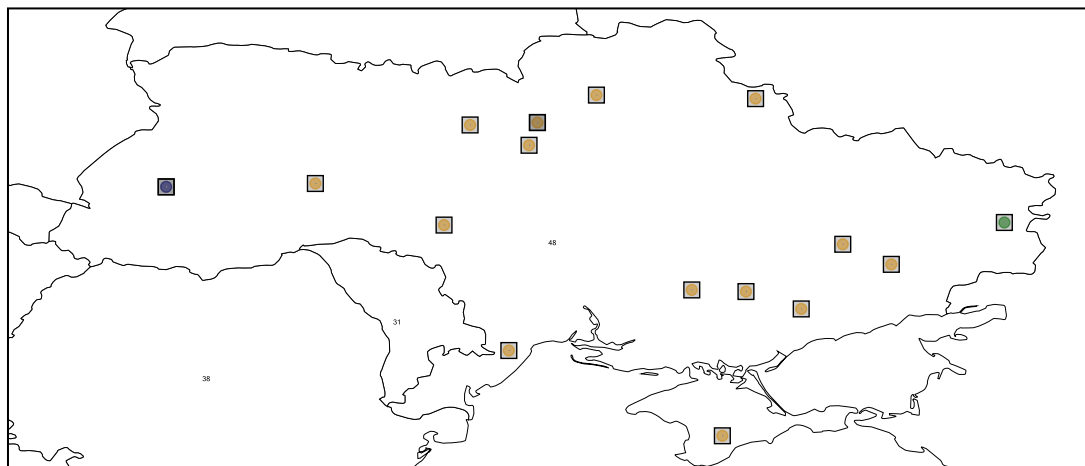


Abbildung 131: Angenommene Dummy-Kraftwerke für die Simulation mit Verbrauchszuwachs

Neben den wie beschriebenen tatsächlichen Engpass an Kapazitäten ist ein weiterer Grund für die Notwendigkeit dieser Kraftwerke die Ungewissheit über die tatsächliche Verteilung der Bevölkerung.

Das Gesamtsystem für dieses Szenario sieht dann im Basisjahr 2006 noch ident wie das in Kapitel 4.3.1 aus.

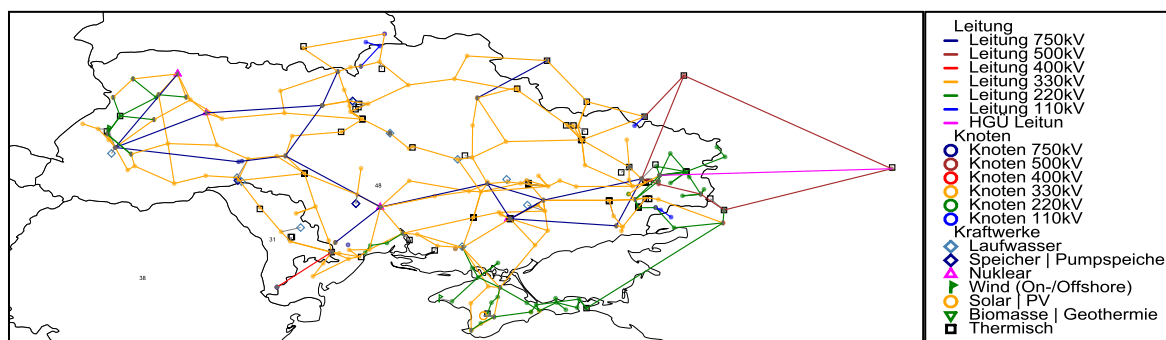


Abbildung 132: Objektübersicht im Basisjahr 2006

Im Jahr 2020 sind dann allerdings durch den enormen Verbrauchszuwachs Zusatzkraftwerke nötig, wie Abbildung 133 zeigt.

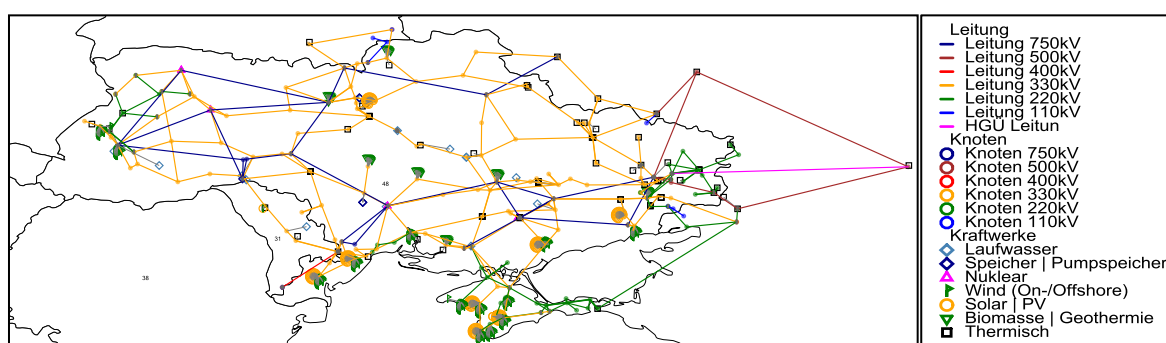


Abbildung 133: Objektübersicht mit Verbrauchszuwachs gemäß der Energiestrategie im Jahr 2020

Für 2035 wurde das Modell in Abbildung 134 dargestellt.

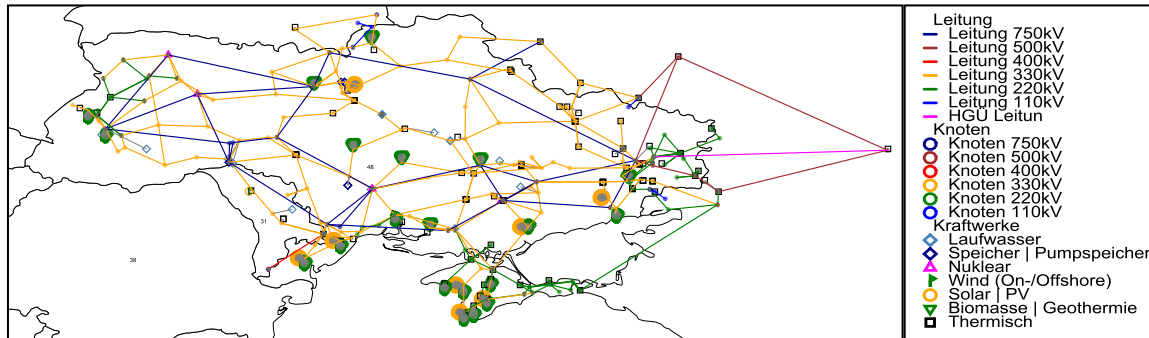


Abbildung 134: Objektübersicht mit Verbrauchszuwachs gemäß der Energiestrategie im Jahr 2035

Die Dummy- Kraftwerke machen sich dann auch in der Zusammensetzung der installierten Leistungskapazitäten in einem höheren Anteil an thermischen Kraftwerken bemerkbar (Abbildung 135).

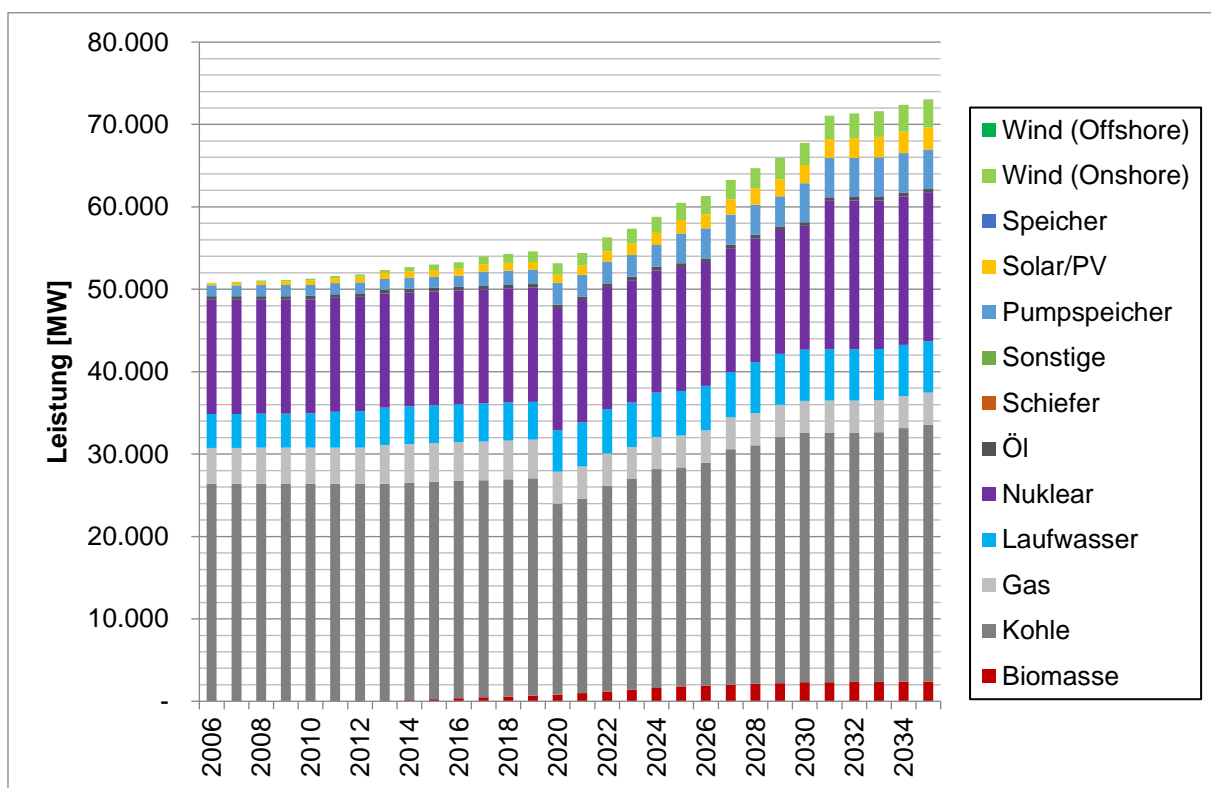


Abbildung 135: Installierte Kapazitäten in der Ukraine mit Verbrauchszuwachs

Auch sehr deutlich sind diese thermischen Kraftwerke in der relativen Aufteilung (Abbildung 136) der Kraftwerkskapazitäten zu sehen.

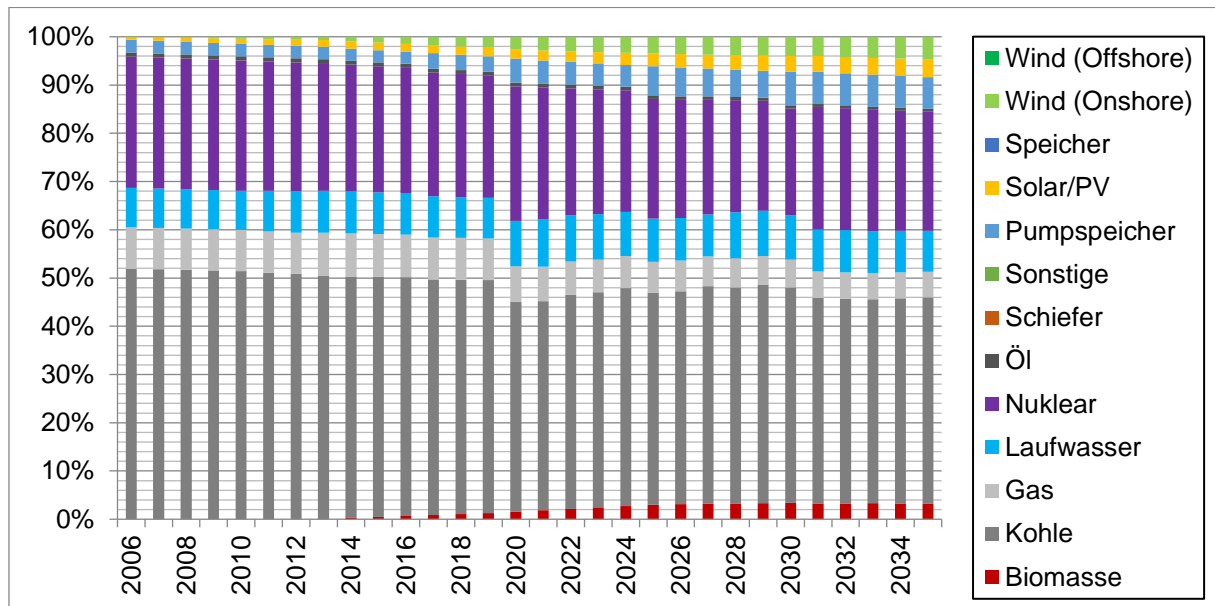


Abbildung 136: Anteil der installierten Kapazitäten in der Ukraine mit Verbrauchszuwachs

In Moldawien sind keinerlei zusätzliche Kraftwerke nötig und es kommt daher auch zu keiner Veränderung in den Kraftwerkskapazitäten.

Der Lastfluss für dieses Szenario mit Verbrauchswachstum würde dann für das Jahr 2006 wie in Abbildung 137 dargestellt, aussehen.

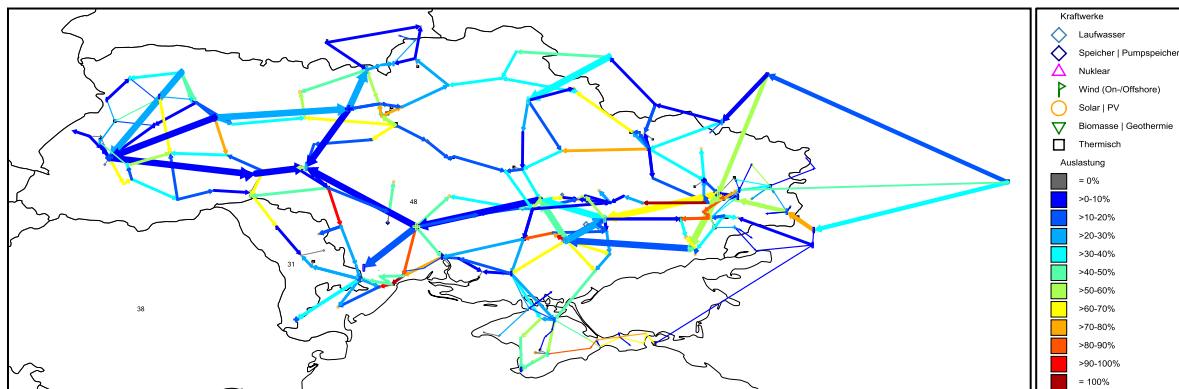


Abbildung 137: Lastfluss im Basisjahr 2006 bei Jahresspitze

Das Basisjahr bleibt natürlich unverändert, da hier der Verbrauch konstant geblieben ist. Im Jahr 2020 hingegen ändert sich im Gegensatz zum vorherigen Szenario einiges. Neben den Belastungszuwächsen in den südlichen Regionen kommt es auch zu steigenden Belastungen im Westen der Ukraine (siehe Abbildung 138).

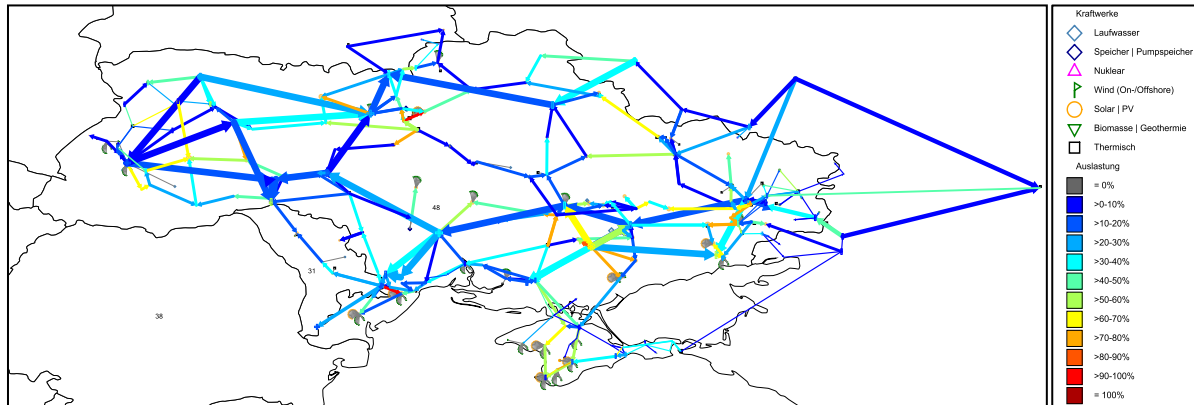


Abbildung 138: Lastfluss im Jahr 2020 bei Jahresspitze

Dieser Trend setzt sich dann bis zum Jahr 2035 fort, und führt im finalen Jahr zu folgenden Lastfluss (siehe Abbildung 139).

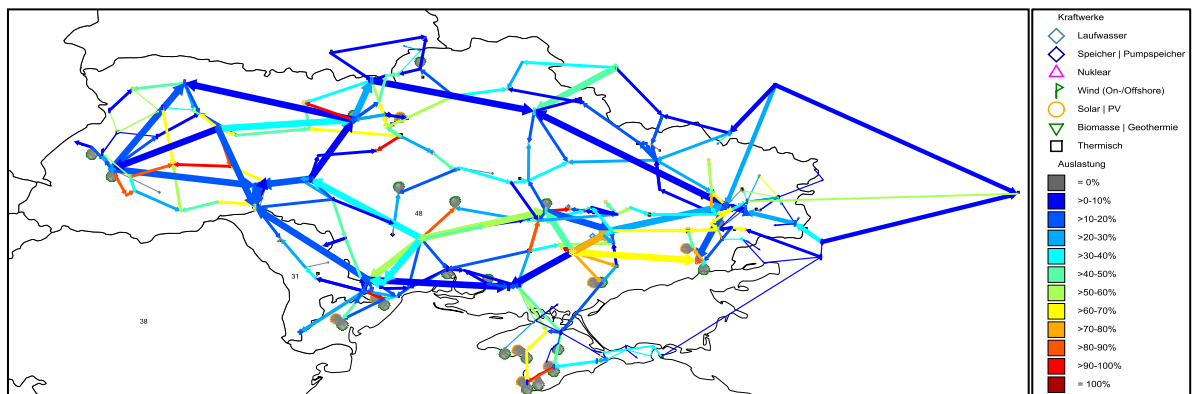


Abbildung 139: Lastfluss im Jahr 2035 bei Jahresspitze

Bei Verbrauchszuwachs kommt es also plötzlich auch im generell bedarfsniedrigen Bereich der Ukraine zu einem Engpass an Energie. Diese Region wurde in Abbildung 140 noch einmal dargestellt.

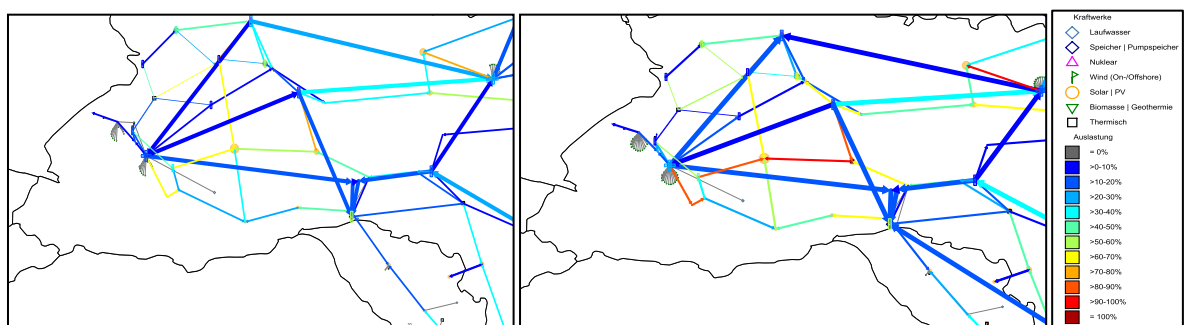


Abbildung 140: Lastfluss des westlichen Teils der Ukraine, Links:2020; Rechts:2035

Das Problem in diesem Bereich ist nicht die Nachfrage an Energie, denn mit den beiden Nuklearkraftwerken Rivne und Khmelnytsky wären genug installierte Kapazitäten vorhanden. Selbst im finalen Jahr sind bei Jahresspitze die Reaktoren nur zu je 86 % ausgelastet. Das Problem liegt wie eingangs schon erwähnt in fehlenden Verbindungskapazitäten. Die 330 kV-Ebene hat Probleme die Energie in den südlichen Bereich zu transportieren. Der ausgebaute 750 kV-Ring entlastet diese Ebene zwar, jedoch nicht genug um dermaßen hohe Auslastungen zu vermeiden. Die 750 kV-Leitungen (breite blaue Linien) sind lediglich zu rund 20 % ausgelastet.

Sieht man sich wie im vorherigen Kapitel die Halbinsel Krim noch einmal genauer an, (Abbildung 141) erkennt man die Belastung noch deutlicher:

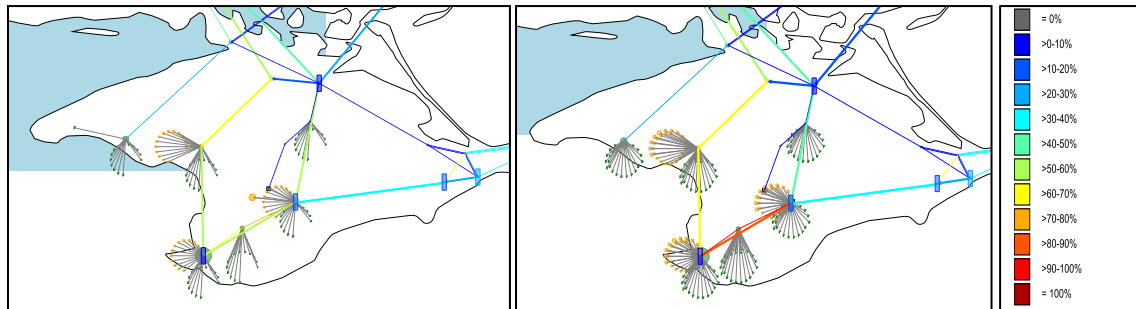


Abbildung 141: Auswirkung des Kraftwerkzubaues auf der Krim; Links: 2020, Rechts: 2035

Der enorme Zubau von erneuerbaren Energieträgern wird laut der Simulation zu problematischen Leitungsbelastungen führen.

In Moldawien wird auch in diesem Szenario lediglich die einfach ausgeführte Leitung LTGMD002 kritisch belastet, wie man dem Lastfluss der Jahre 2019 und 2035 in der Abbildung 142 entnehmen kann.

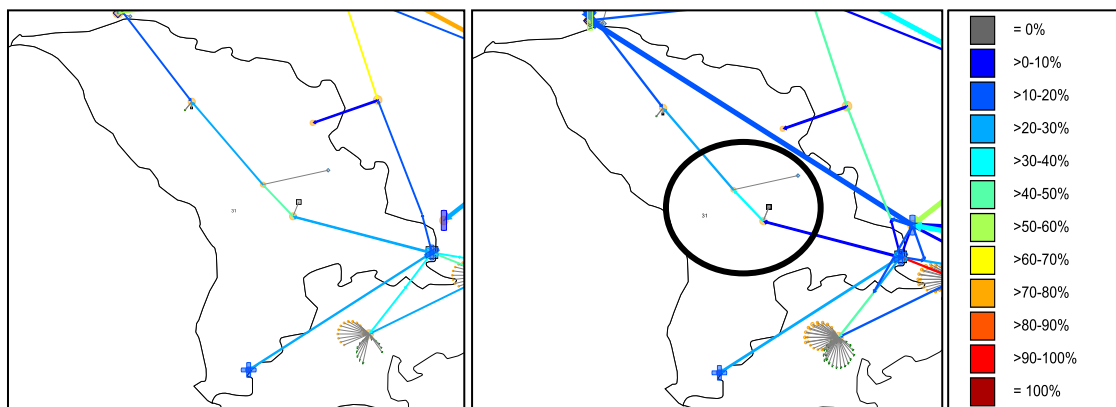


Abbildung 142: Lastfluss Moldawiens mit Verbrauchszuwachs; Links: 2019, Rechts: 2035

Das restliche Netz Moldawiens bleibt weiterhin in einem sehr ausgeglichenen Zustand, selbst beim Szenario mit Verbrauchszuwachs.

Im Osten der Ukraine bleibt es weiterhin kritisch. Interessant ist aber zu beobachten welchen positiven Einfluss der Schluss der 750 kV-Ringes auf den kritischen Donetsk-Bereich hat (Abbildung 143).

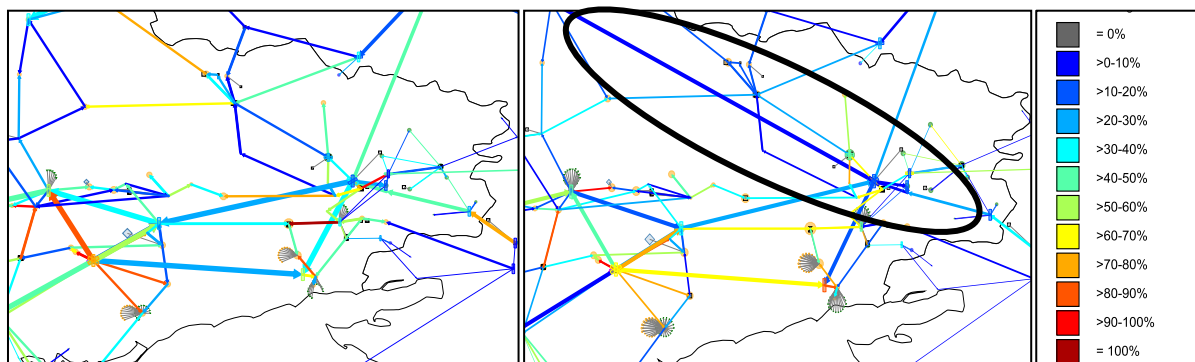


Abbildung 143: Östlicher Teil der Ukraine bei Verbrauchszuwachs; Links: 2019; Rechts: 2035

Durch Inbetriebnahme der 750 kV-Leitung LTGUA123 im Jahr 2030 wird der kritische Bereich um Donetsk entlastet.

Dieses Szenario führt dann zu folgender Verteilung der produzierten Energie für die Ukraine (Abbildung 144) und Moldawien (Abbildung 145).

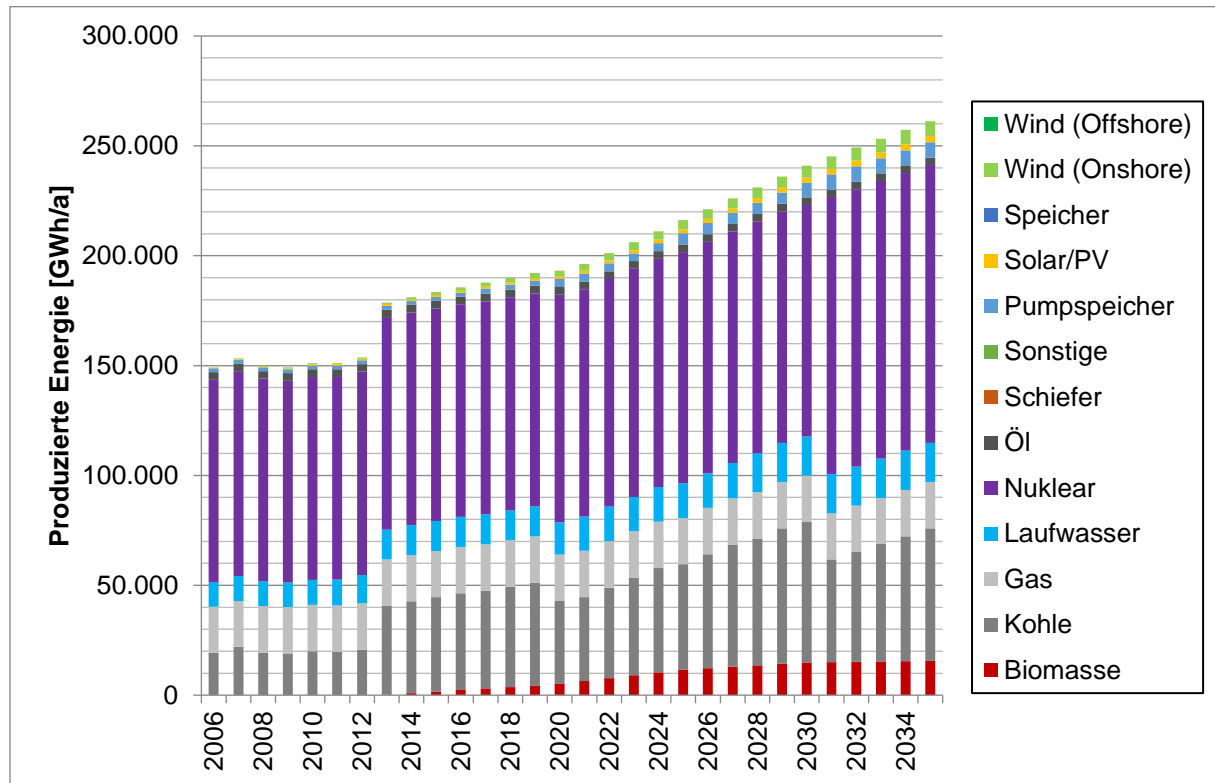


Abbildung 144: Prognostizierte produzierte elektrische Energie der Ukraine

Für die Ukraine bedeutet das zwar, dass Kernenergie und Kohlekraftwerke von enormer Bedeutung bleiben allerdings, kommt es auch zu einem markanten Ausbau von erneuerbaren Energieträgern. Diese produzierten Energiewerte wurden abgestimmt mit den produzierten Energien der offiziellen Energiestrategie 2035 (vgl. Tabelle 8: Ziele der Energiestrategie 2035).

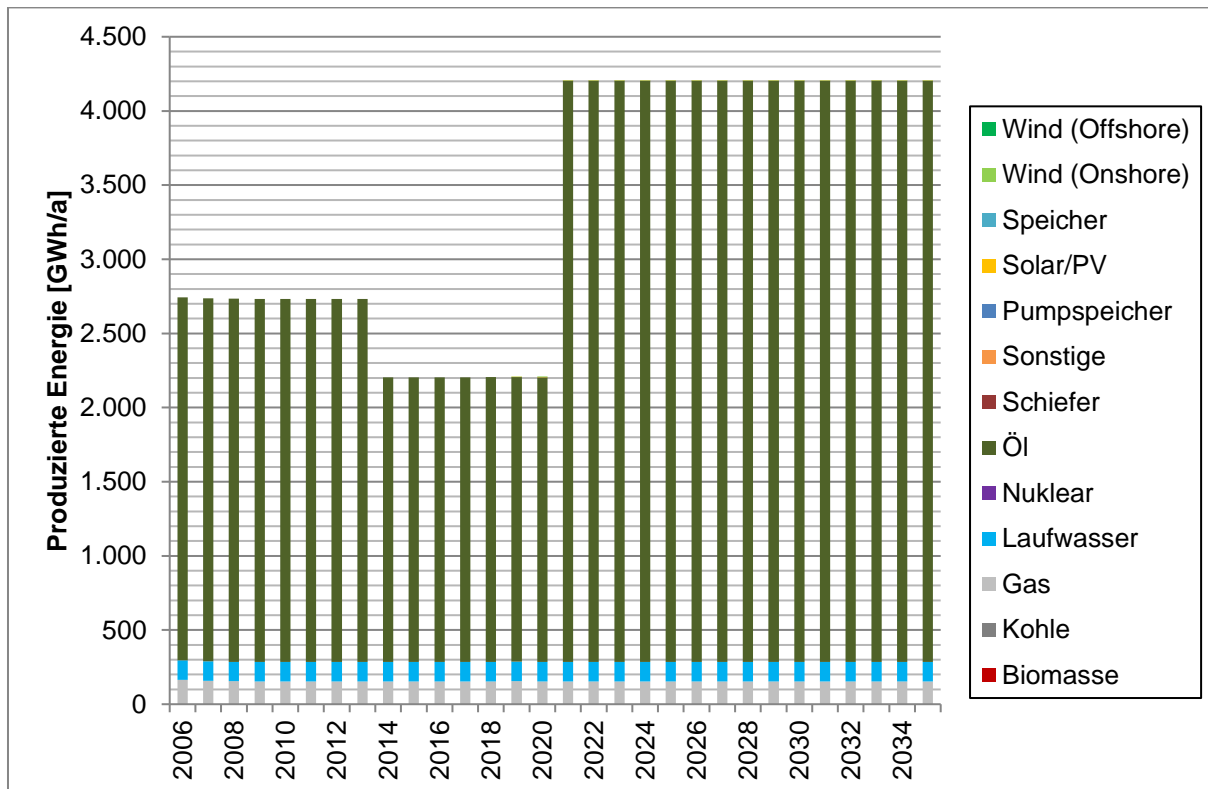


Abbildung 145: Prognostizierte produzierte elektrische Energie Moldawiens

In Moldawien wurde kein Zuwachs an Energiebedarf angenommen, da die Tendenz des Energiebedarfes in den letzten Jahren eher sinkend ist (Abbildung 145).

Die prozentuelle Verteilung der Energieträger wird dann für dieses Szenario noch einmal in Abbildung 146 und Abbildung 147 dargestellt.

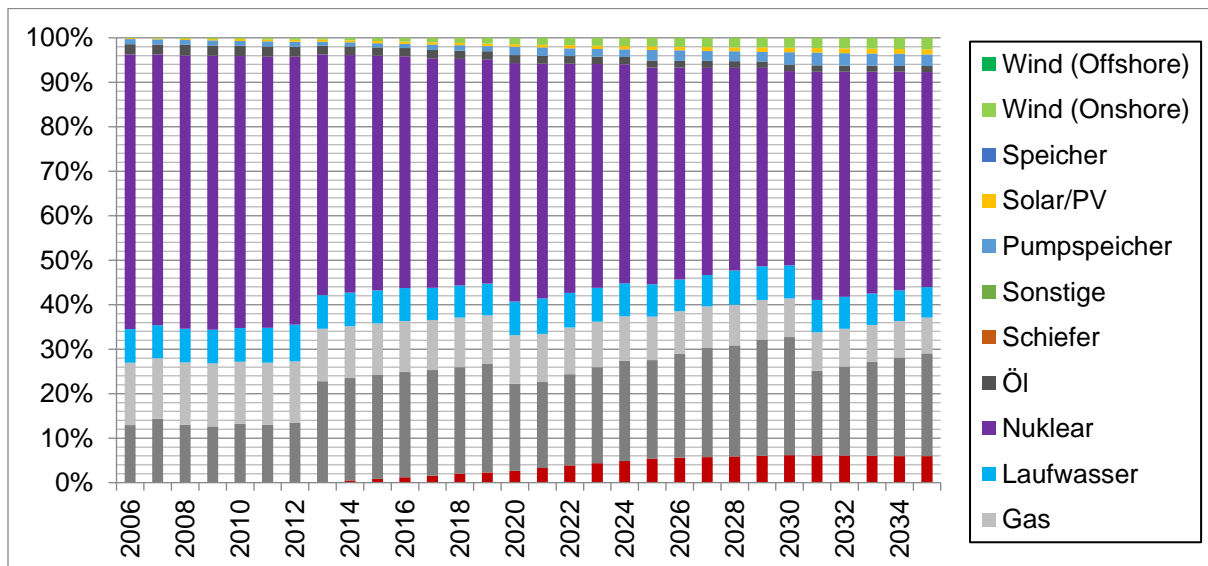


Abbildung 146: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie der Ukraine

Für die Ukraine sieht man sehr deutlich, dass unsere Ergebnisse mit den Aussagen einer Studie des japanischen Wirtschaftsministeriums¹³² aus dem Jahre 2015 übereinstimmen:

¹³² (Ministry of Economics, 2015)

- Kohle bleibt weiterhin der Hauptbrennstoff der elektrischen Energieerzeugung der Ukraine
- Öl soll wegen hoher Importabhängigkeit so gering wie möglich gehalten werden
- Gas bleibt weiterhin ein wichtiger Energieträger, vor allem für die Kraftwerke mit gleichzeitiger Wärmeproduktion
- Kernenergie ist und bleibt neben Kohle das zweite Standbein der ukrainischen Elektrizitätsversorgung
- Wasserkraft und Biomasse sind exzellente zukünftige Energieträger in Bezug auf Versorgungssicherheit
- Wind- und Solar-Energie haben kurzfristig wenig Priorität, werden allerdings als Option für die Zukunft in Betracht gezogen

Für Moldawien verändert sich kaum etwas in der Zusammensetzung. Weiterhin bleiben Öl-, Gas- und Wasser-Kraftwerke von großer Bedeutung für das Land, Erneuerbare Energieträger hingegen bleiben vernachlässigbar klein.

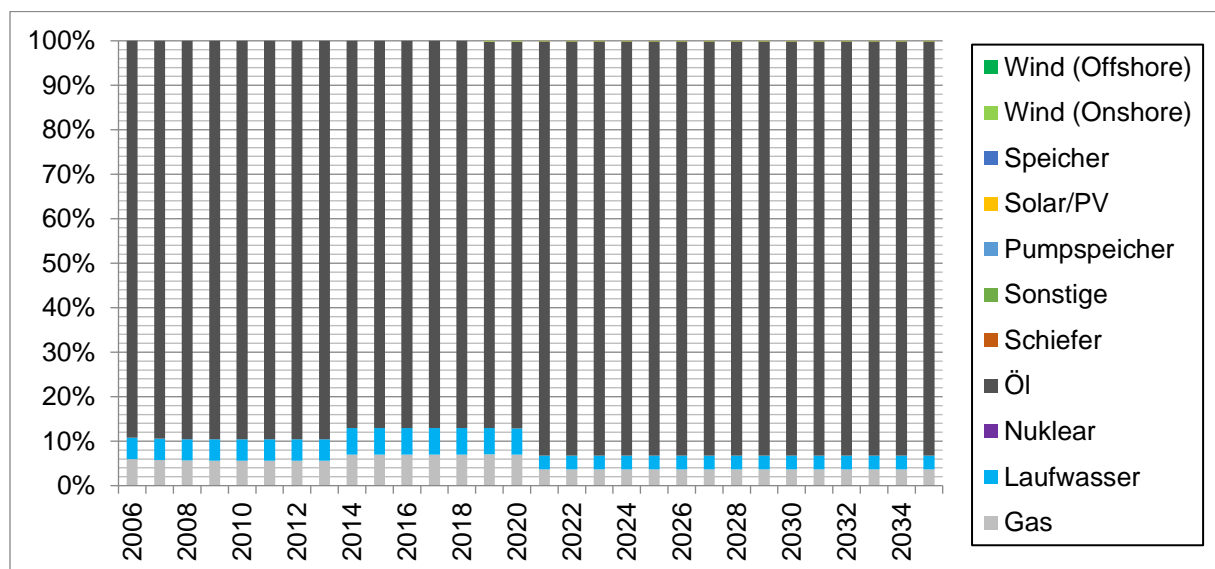


Abbildung 147: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie Moldawiens

Für die Aufbringung des steigenden Elektrizitätsbedarfes sind auch in diesem Szenario Importe nötig, vor allem aus Russland.

Im nächsten Schritt wird das von ATLANTIS berechnete Szenario mit der offiziellen Strategie des Ministeriums verglichen.

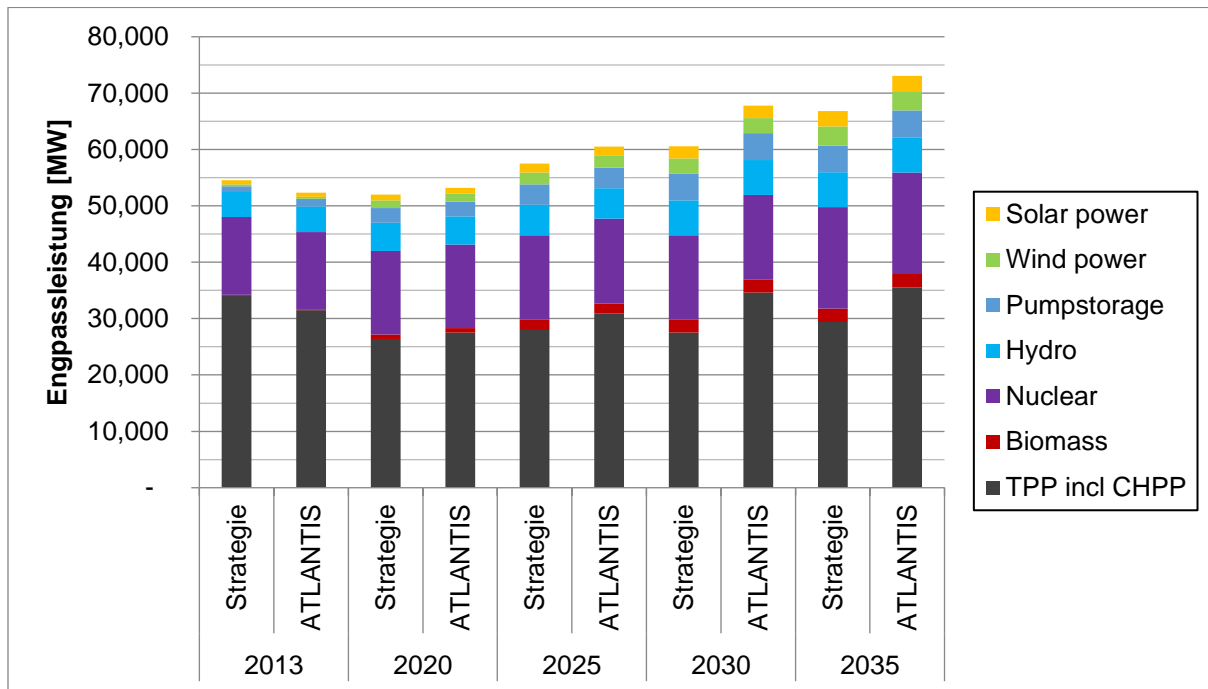


Abbildung 148: Vergleich der installierten Kapazität der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Wie man sehr gut aus Abbildung 148 entnehmen kann, passt das im Rahmen der Arbeit angenommene Szenario sehr gut mit den offiziellen Annahmen des Ministeriums zusammen. Ab 2025 jedoch lassen die hinzugefügten thermischen Dummy- Kraftwerke die Kapazitäten im Szenario steigen. Dadurch ist im direkten Vergleich sehr deutlich erkennbar, dass für die Simulation mehr Kapazität nötig ist als offiziell angenommen. Diese thermischen Kraftwerke wirken sich dann auch im Vergleich der produzierten Energie aus, wie man Abbildung 149 entnehmen kann.

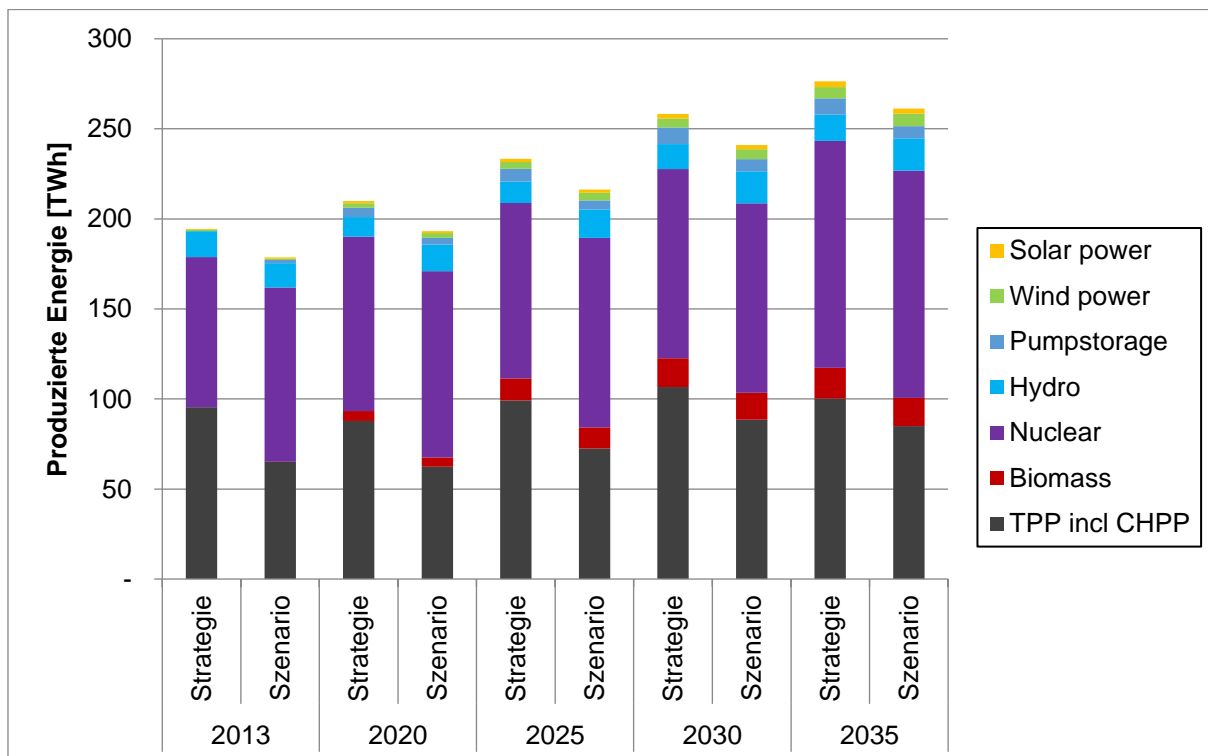


Abbildung 149: Vergleich der produzierten Energie der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Bis auf die Diskrepanz bezogen auf die thermischen Kapazitäten stimmen die Berechnungen sehr gut mit den Annahmen des Ministeriums überein.

Die produzierte Energie der Strategie ist deshalb immer höher als jene von ATLANTIS berechnete, da in der Simulation ein großer Teil der in der Ukraine nötigen Energie aus Russland importiert wird.

Direkt verbunden mit dem steigenden Bedarf an Energie sind auch die Produktion von Energie und die Zunahme der Importe in den beiden Ländern. Die Zusammensetzung von Bedarf, produzierter Energie, Importen und Exporten wird in Abbildung 150 für die Ukraine noch einmal sehr deutlich dargestellt.

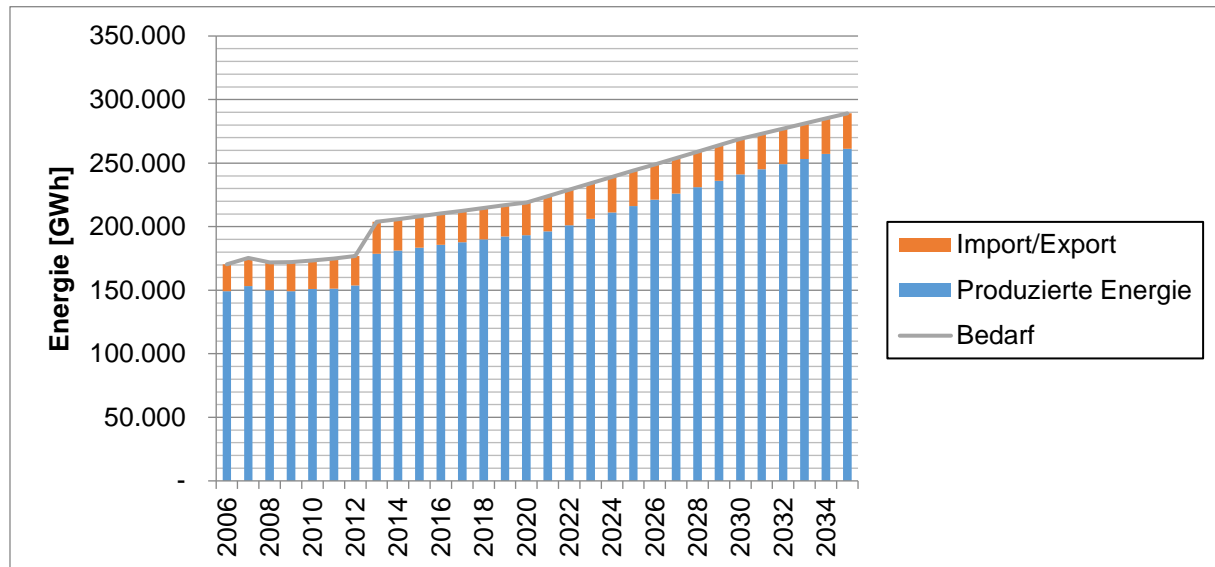


Abbildung 150: Aufbringung der Elektrizität der Ukraine mit Verbrauchswachstum

Gut ersichtlich ist der steigende Bedarf an Energie und somit auch an Importen. Der Sprung im Jahr 2013 ist durch reale Werte verursacht. Der Energiebedarf in der Ukraine ist stark verknüpft mit der gesamtwirtschaftlichen Situation. In diesem Jahr 2013 kam es nach der Wirtschaftskrise erstmals wieder zu einem Wirtschaftswachstum, wodurch auch der Energiebedarf anstieg.

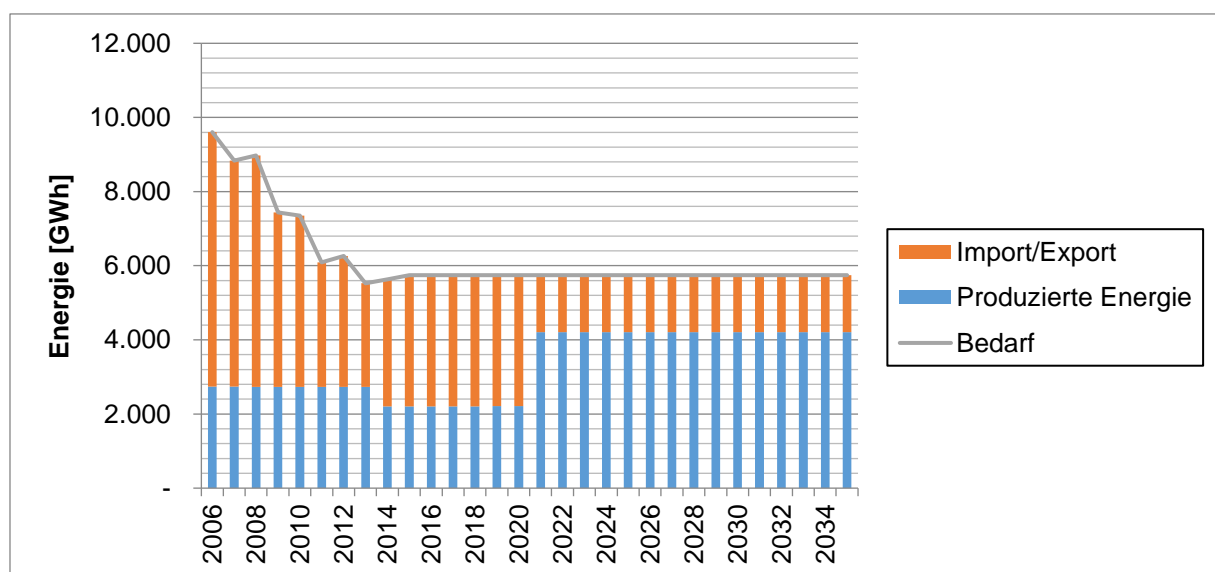


Abbildung 151: Aufbringung der Elektrizität Moldawiens mit Verbrauchswachstum

Kaum verändert haben sich die Gegebenheiten in Moldawien (Abbildung 151). Das Land bleibt weiterhin sehr stark abhängig von Importen aus der Ukraine (vgl. Abbildung 89: Zusammensetzung der Energieaufbringung Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs)

Für das Szenario mit dem Verbrauchsanstieg gemäß den 2035er Zielen wurden von unserem Simulationsmodell folgende Börsenpreise berechnet (siehe Abbildung 152).

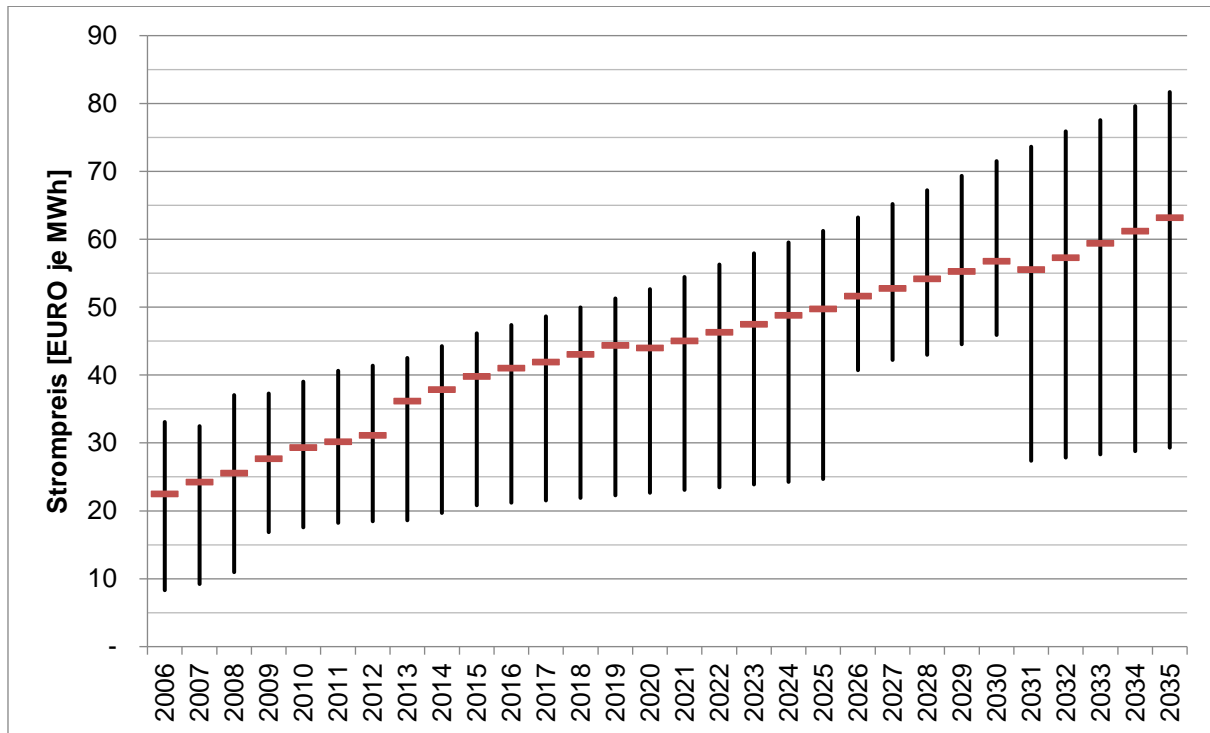


Abbildung 152: Strompreise für das Szenario mit Verbrauchswachstum

Gut zu erkennen ist welche Auswirkung ein derartiger Bedarfsanstieg auf den Strompreis hat. Am besten zu sehen im finalen Jahr 2035. Hier liegt der Strompreis ohne Verbrauchswachstum zwischen ca. 38 € und 77 € je MWh mit Verbrauchswachstum gemäß der Energiestrategie allerdings zwischen ca. 30 € und 85 € je MWh (vgl. Abbildung 90: Strompreise für das Szenario ohne Verbrauchswachstum). Auch die Preisspanne zwischen minimalem und maximalem Preis steigt.

Mithilfe des ATLANTIS-Modells ist es auch möglich für bestimmte Zeitperioden den Zonenpreis zu visualisieren und die Importe und Exporte darzustellen. Sieht man sich beispielsweise die Zonenpreise für den Jänner in den Jahren 2006, 2013 und 2035 an, führt das zu folgenden Preisen (siehe Abbildung 153).

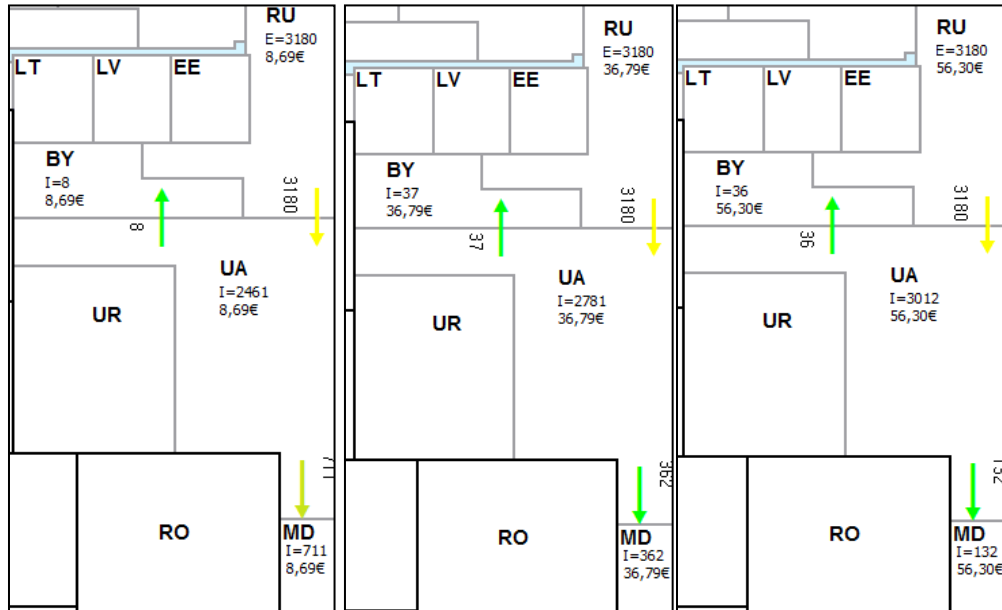


Abbildung 153: Zonenpreise für die Jahre 2006 (links), 2013 (mitte) und 2035 (rechts) mit Verbrauchszuwachs

Diese Preise haben dann Einfluss auf die variablen Produktionskosten, die in der Abbildung 154 und Abbildung 155 im nächsten Schritt genauer betrachtet werden sollen.

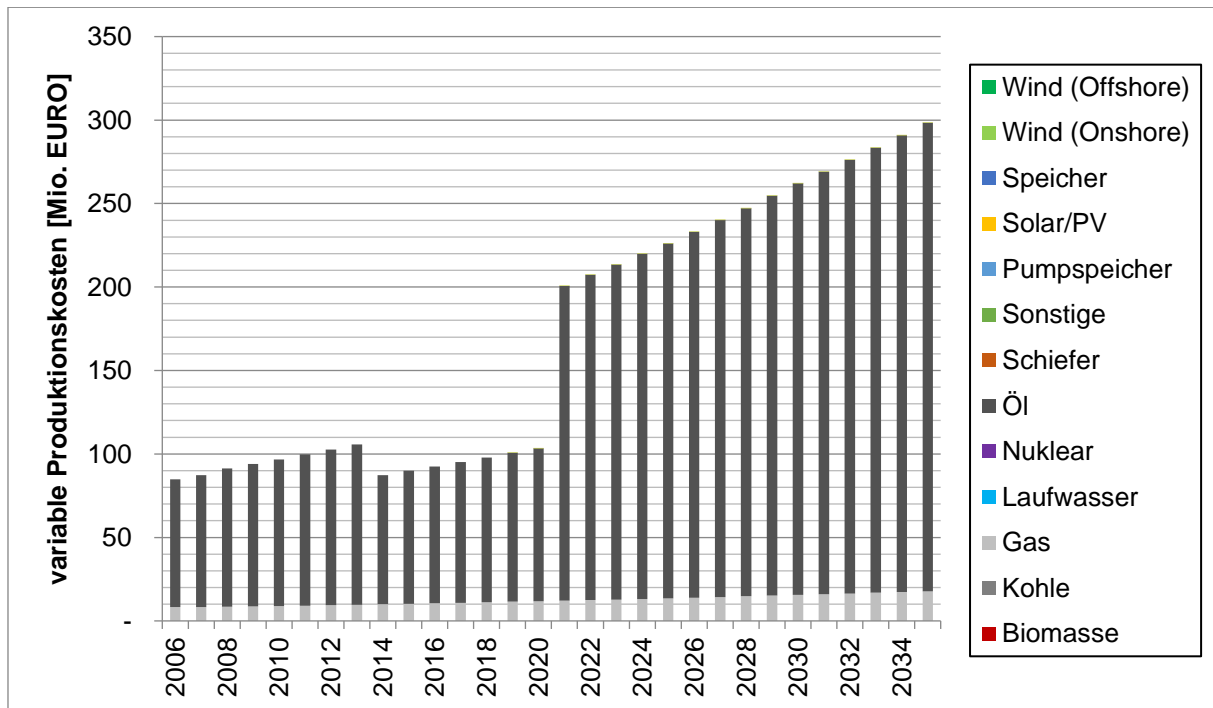


Abbildung 154: Variable Produktionskosten der Ukraine mit Verbrauchswachstum

Vergleicht man die variablen Produktionskosten von diesem Szenario mit den Ergebnissen des Szenarios ohne Verbrauchszuwachs (Abbildung 92), erkennt man sehr deutlich, dass die Gesamtkosten im Schnitt um 1/3 höher sind als jene zuvor. Vor allem die hinzugefügten Kohlekraftwerke sorgen für eine Steigerung der Kosten.

Die variablen Produktionskosten Moldawiens (Abbildung 155) ändern sich kaum im Vergleich mit den Kosten aus dem Szenario ohne Anstieg, da hier keine zusätzlichen

Kapazitäten hinzugefügt wurden. Der Sprung 2021 durch Zubau eines neuen Kraftwerkes bleibt weiterhin erhalten.

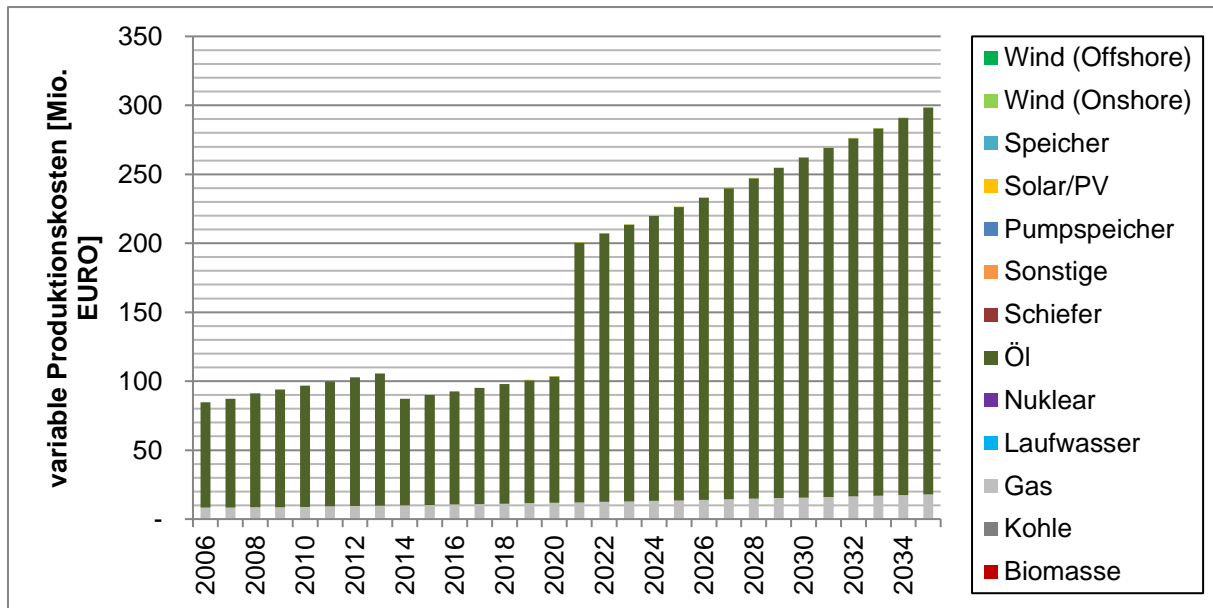


Abbildung 155: Variable Produktionskosten Moldawiens bei Verbrauchswachstum

Die Stromgestehungs-, Erzeugungs-, Börsen- und Endkundenpreise werden in Abbildung 156 dargestellt. Auch hier sind deutlich höhere Preise als im Szenario zuvor zu erkennen. Wobei der Verlauf der Kurven ähnlich mit denen aus Abbildung 94 sind, jedoch sind alle nach oben verschoben. Interessant ist auch, dass der Börsenpreis 2031 durch den Zubau des neuen Reaktors nicht so stark abfällt wie im Szenario ohne Zuwachs.

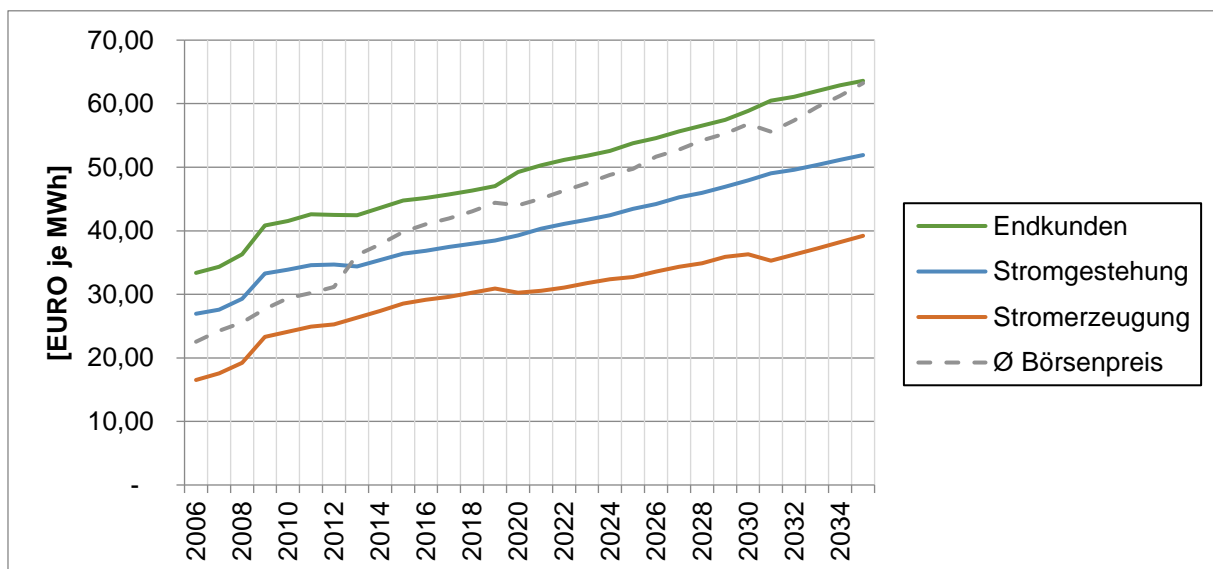


Abbildung 156: Strompreise in der Ukraine mit Verbrauchszuwachs

Der Endkundenpreis ist jener Preis, welcher dem Endabnehmer der elektrischen Energie verrechnet werden muss um wirtschaftlich zu sein. Er steht wie man sieht im direkten Verhältnis zum Stromgestehungspreis.

In Abbildung 157 werden die Preise der einzelnen Technologien noch einmal dargestellt und es lässt sich erkennen, dass Erdgas wie in den Szenarien zuvor der teuerste Rohstoff zur Energieerzeugung bleibt, gefolgt von Erdöl.

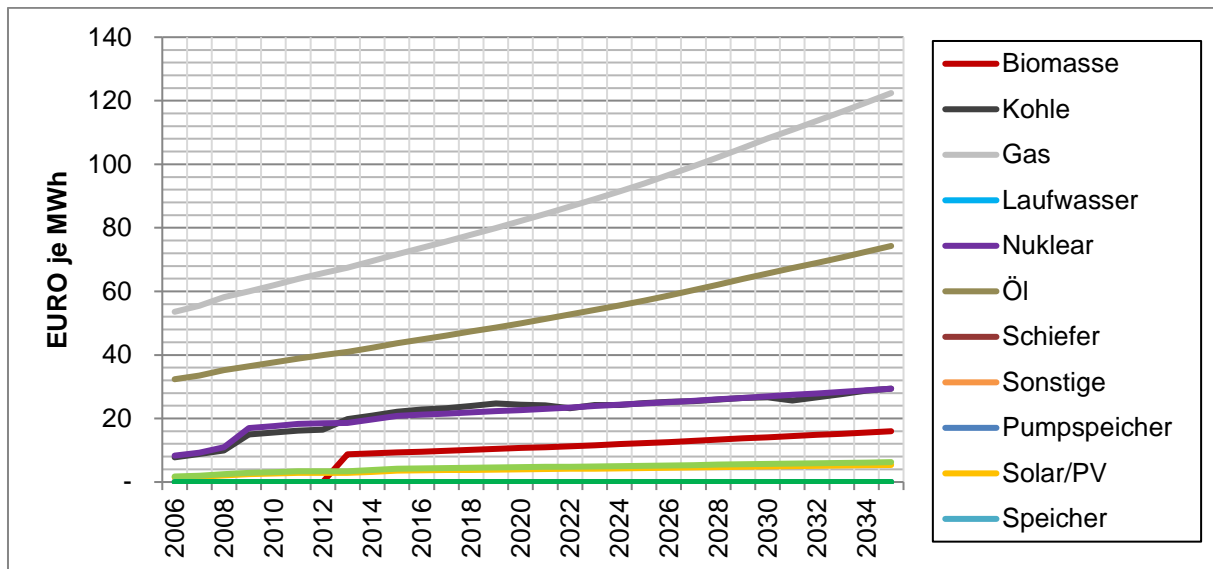


Abbildung 157: Erzeugungspreise der einzelnen Technologien mit Verbrauchszuwachs

Sieht man sich die Preise der einzelnen Technologien für Moldawien genauer an, ergeben sich Preisverhältnisse, wie sie in Abbildung 158 gezeigt werden.

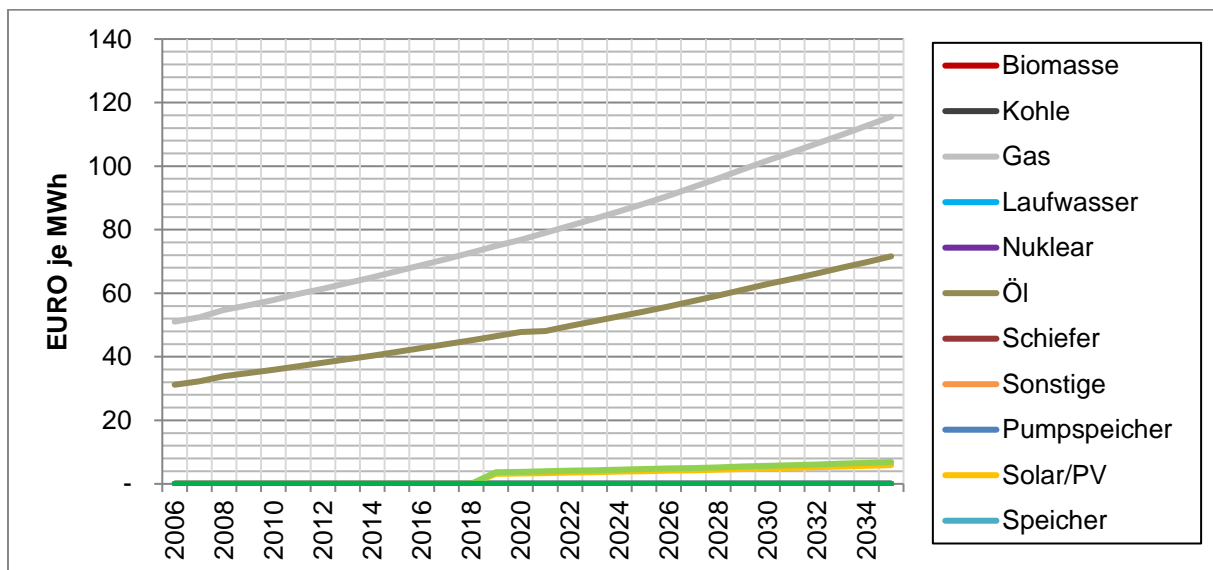


Abbildung 158: Stromerzeugungspreise Moldawiens

Sieht man sich die Gewinn- und Verlustrechnung wie im Szenario (4.4.1) zuvor an, so ergeben sich für die Ukraine folgende Gegebenheiten (Abbildung 159).

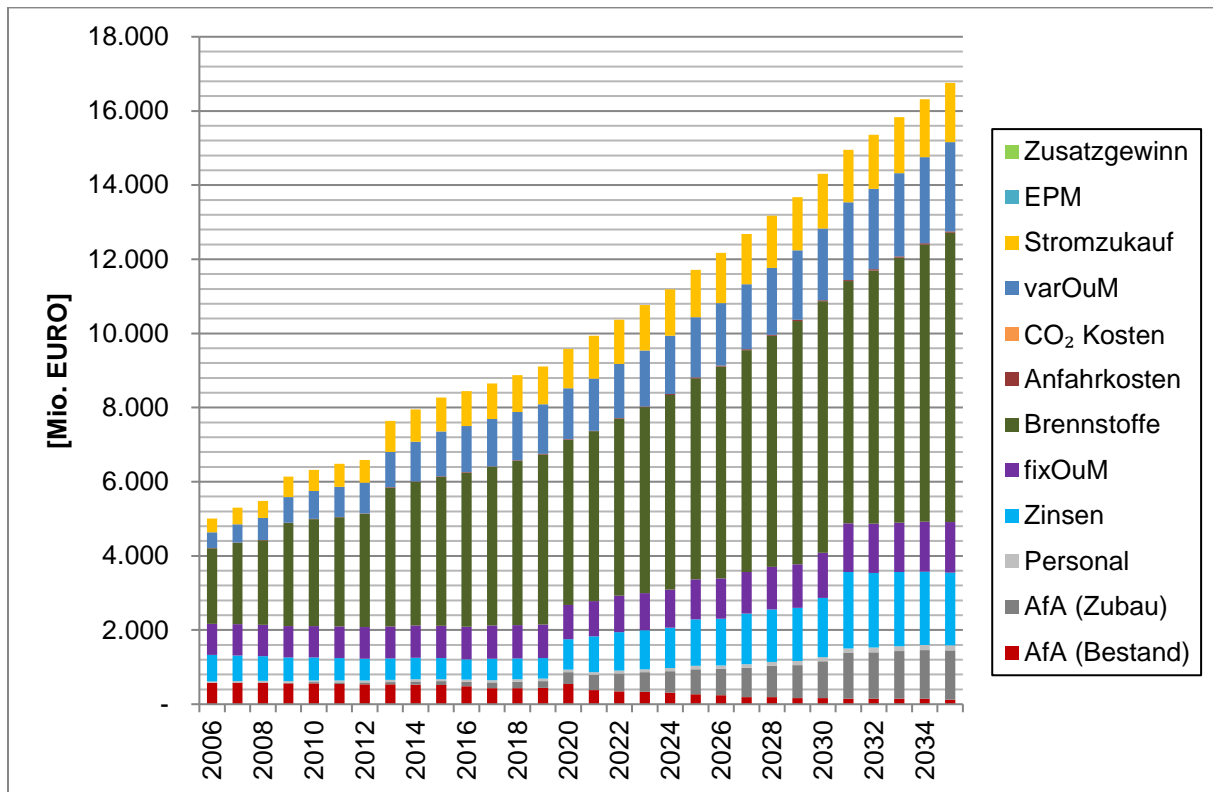


Abbildung 159: GuV-Rechnung für die Ukraine mit Verbrauchszuwachs gemäß der Energiestrategie

Durch die zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten steigen auch die Ausgaben, vor allem für Brennstoffe und Personal.

Für die Zusammensetzung Moldawiens ändert sich kaum etwas in diesem Szenario.

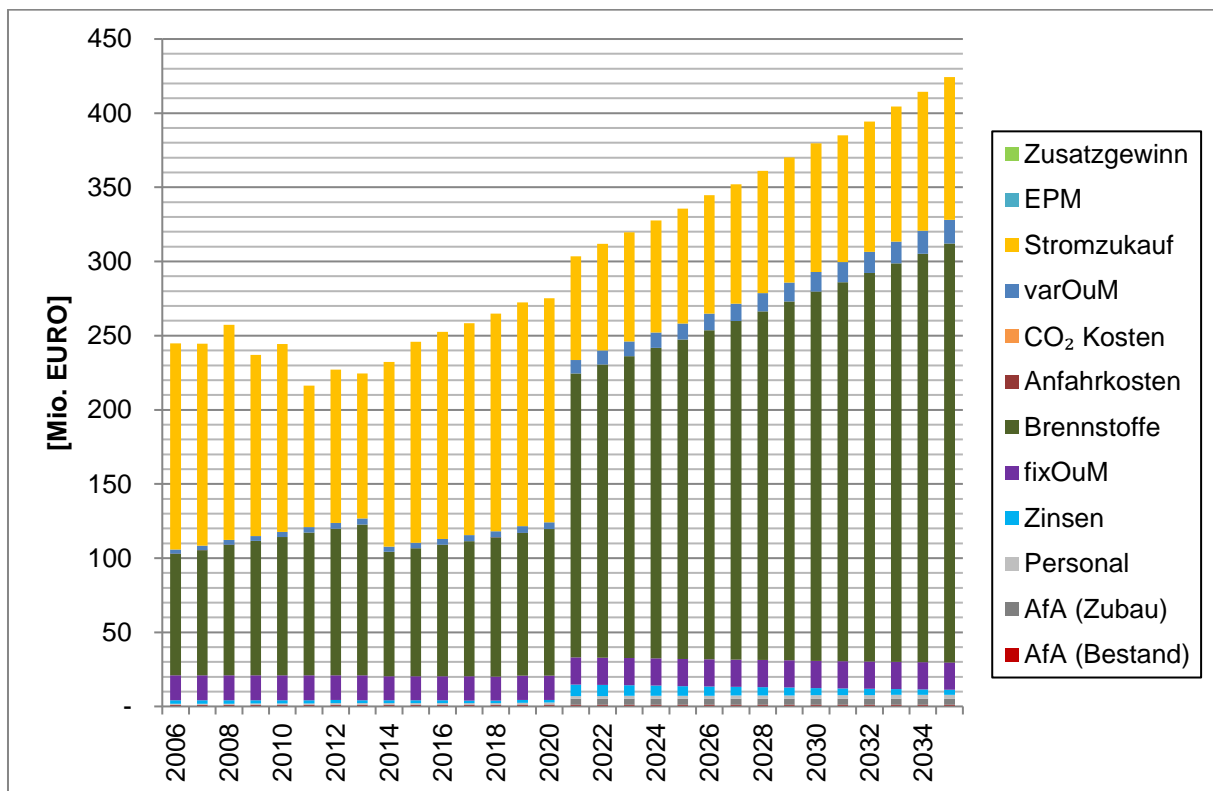


Abbildung 160: GuV-Rechnung für Moldawien

Betrachtet man für dieses Szenario die CO₂-Emissionen (Abbildung 161) der Ukraine genauer, erkennt man, welche Auswirkung ein solcher Anstieg auf die Umwelt haben würde. In Abbildung 161 erkennt man sehr deutlich, dass bei diesem Szenario im Gegensatz zu dem vorherigen (vgl. Abbildung 102), es sehr wohl zu einer Zunahme der CO₂-Emissionen kommt. Die Nuklearkraftwerke und die erneuerbaren Energieträger alleine können diesen enormen Verbrauchszuwachs nicht bewältigen, weshalb Kohlekraftwerke eingesetzt werden müssen.

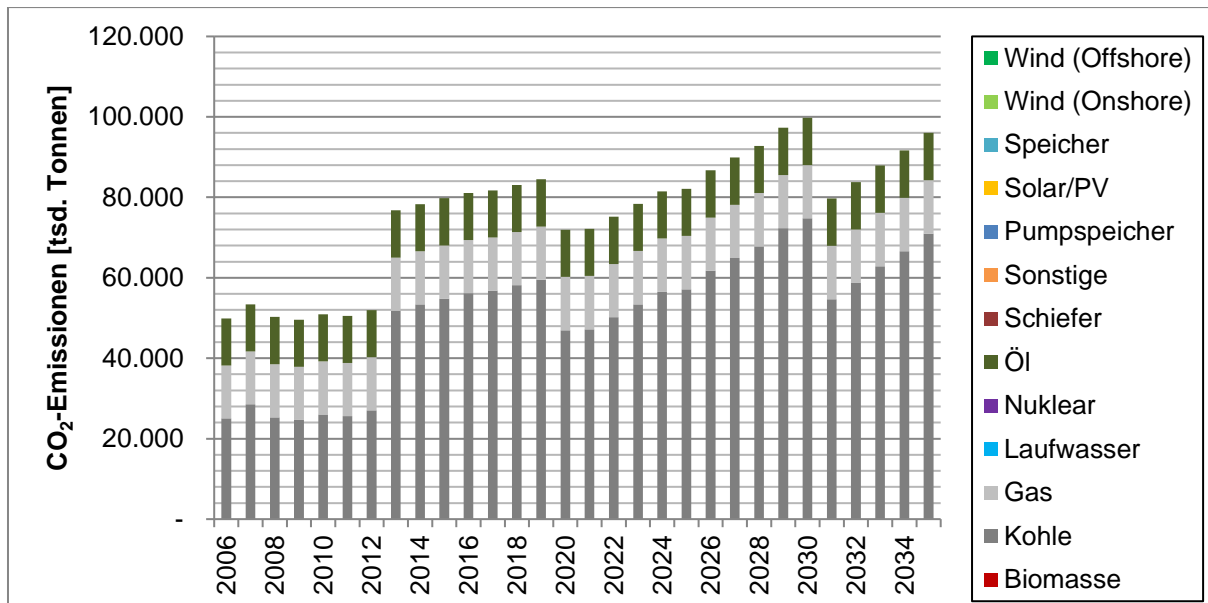


Abbildung 161: CO₂- Emissionen der Ukraine mit Verbrauchswachstum

In Abbildung 162 ist die Situation für Moldawien noch einmal gut dargestellt. Es ist sehr gut ersichtlich wie ab 2021 die Emissionen sprunghaft steigen, durch Inbetriebnahme des zusätzlichen Ölkraftwerkes.

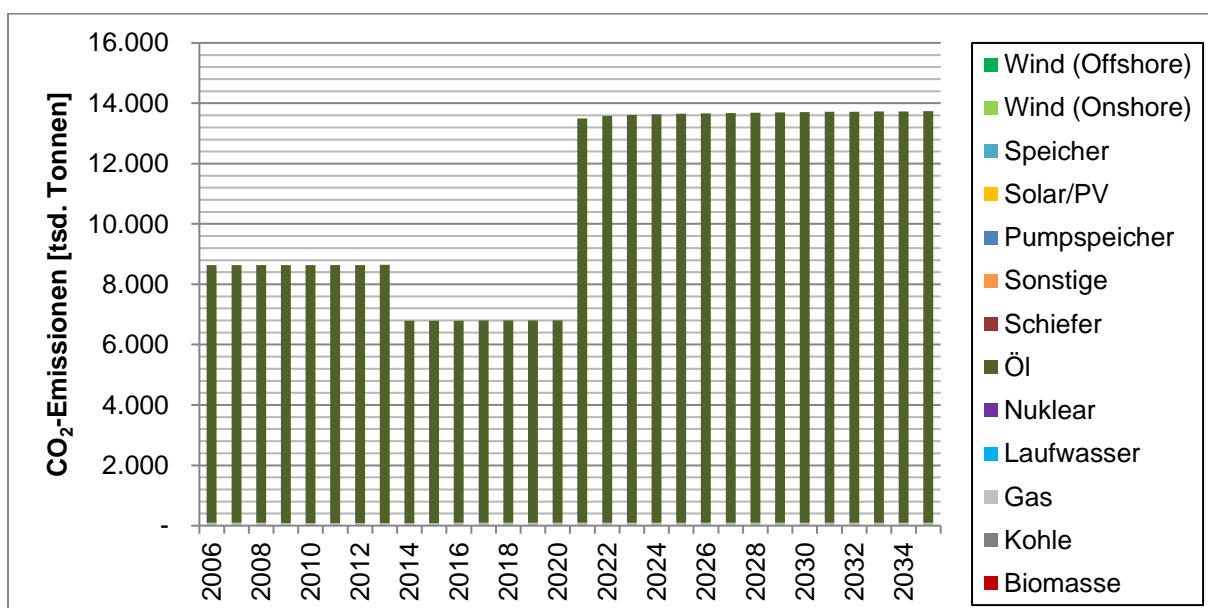


Abbildung 162: CO₂-Emissionen Moldawiens mit Verbrauchswachstum

Ab 2021 sinken in Moldawien zwar die Importe jedoch steigen die CO₂-Emissionen im Land und auch die variablen Produktionskosten.

Interessant ist auch der direkte Vergleich der drei ausgewählten Szenarien miteinander. Im ersten Schritt werden die installierten Kapazitäten der Szenarien verglichen, wobei schon deutlich zu erkennen ist, dass es durch die Dummy-Kraftwerke zu Abweichungen kommt bei dem Szenario mit Zuwachs vor allem in den Jahren 2025 2030 und 2035. Die von angenommenen Dummy-Kraftwerke führen zu Anstieg des „TPP incl. CHPP“-Anteils.

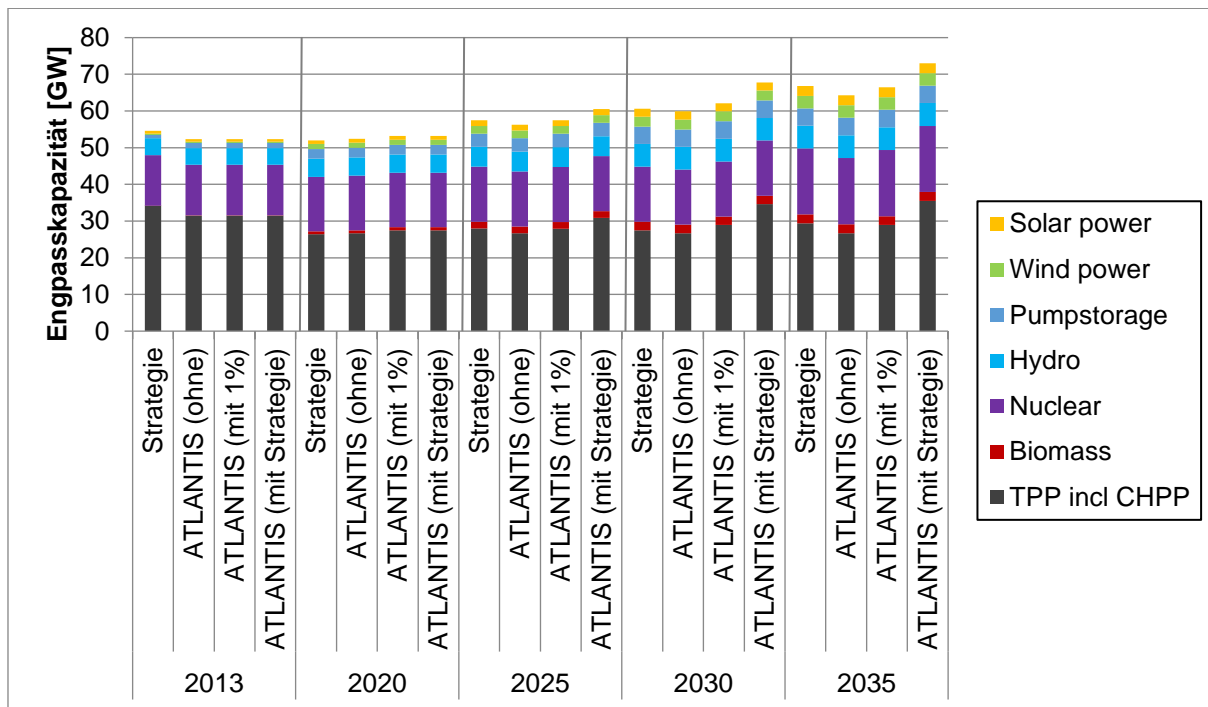


Abbildung 163: Vergleich der absoluten installierten Kapazität mit der Energiestrategie

Die prozentuelle Aufteilung der installierten Kapazitäten wiederum stimmt sehr gut mit den offiziellen Erwartungen überein, wie man in Abbildung 164 erkennt.

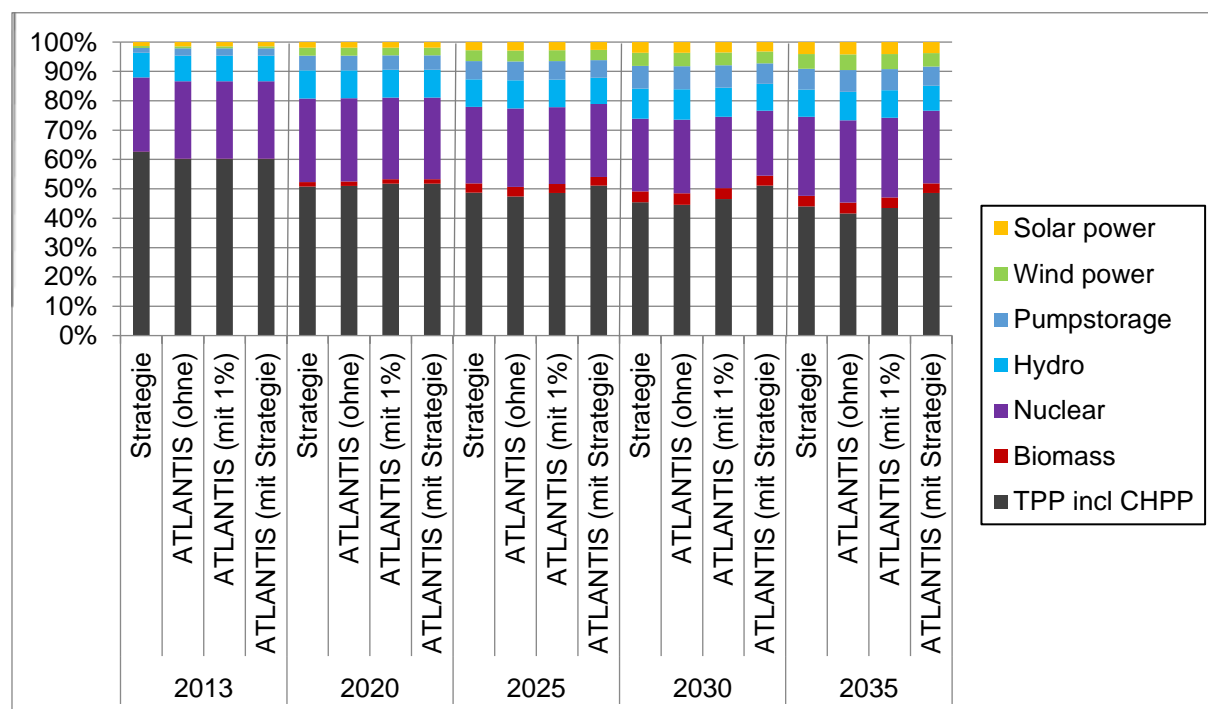


Abbildung 164: Vergleich der prozentuellen installierten Kapazitäten

Die produzierten Energien der Szenarien im Vergleich mit der offiziellen Erwartung wird in Abbildung 165 dargestellt.

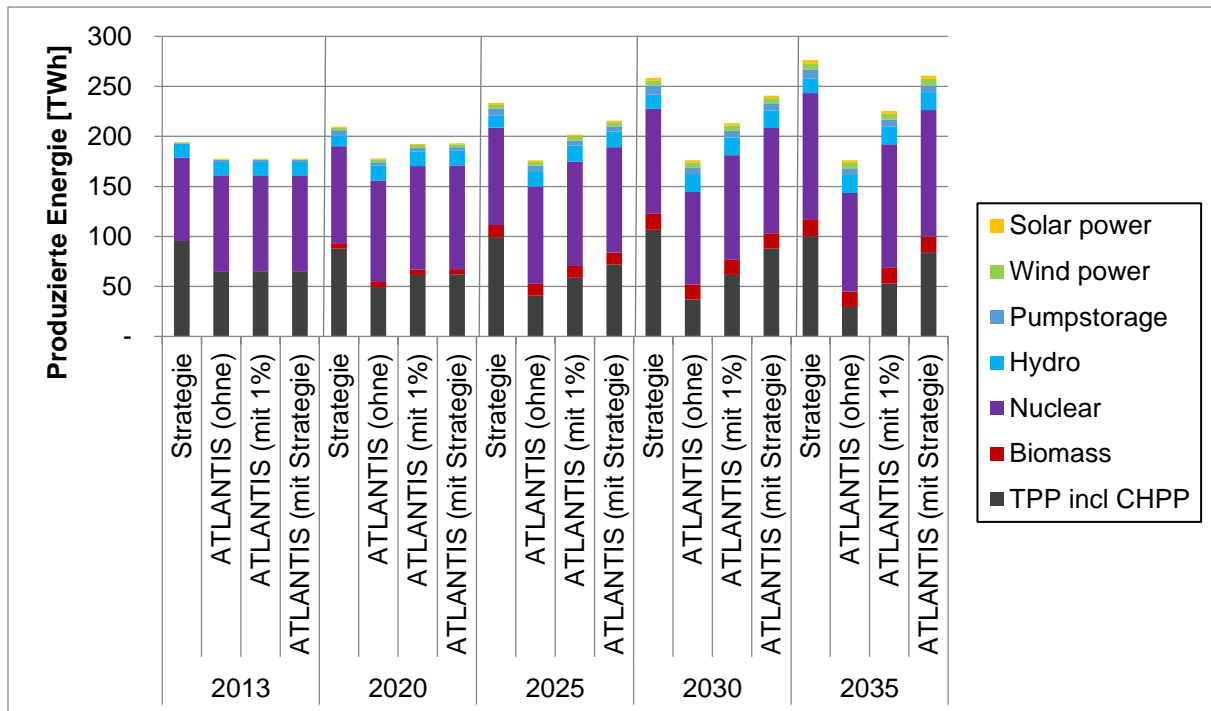


Abbildung 165: Vergleich der produzierten Energie

Es fällt sofort auf, dass in den Szenarien die produzierte Energie immer geringer ist als jene in der Energiestrategie. Die Erklärung dafür ist, dass im Modell ein großer Teil des angenommenen nötigen Verbrauches durch Importe aus Russland gedeckt wird, da das Simulationsmodell immer versucht möglichst kostenoptimal den nötigen Bedarf zu decken. Die relative prozentuelle Zusammensetzung passt im Vergleich wieder sehr gut mit den offiziellen Angaben über ein und wird in Abbildung 166 dargestellt.

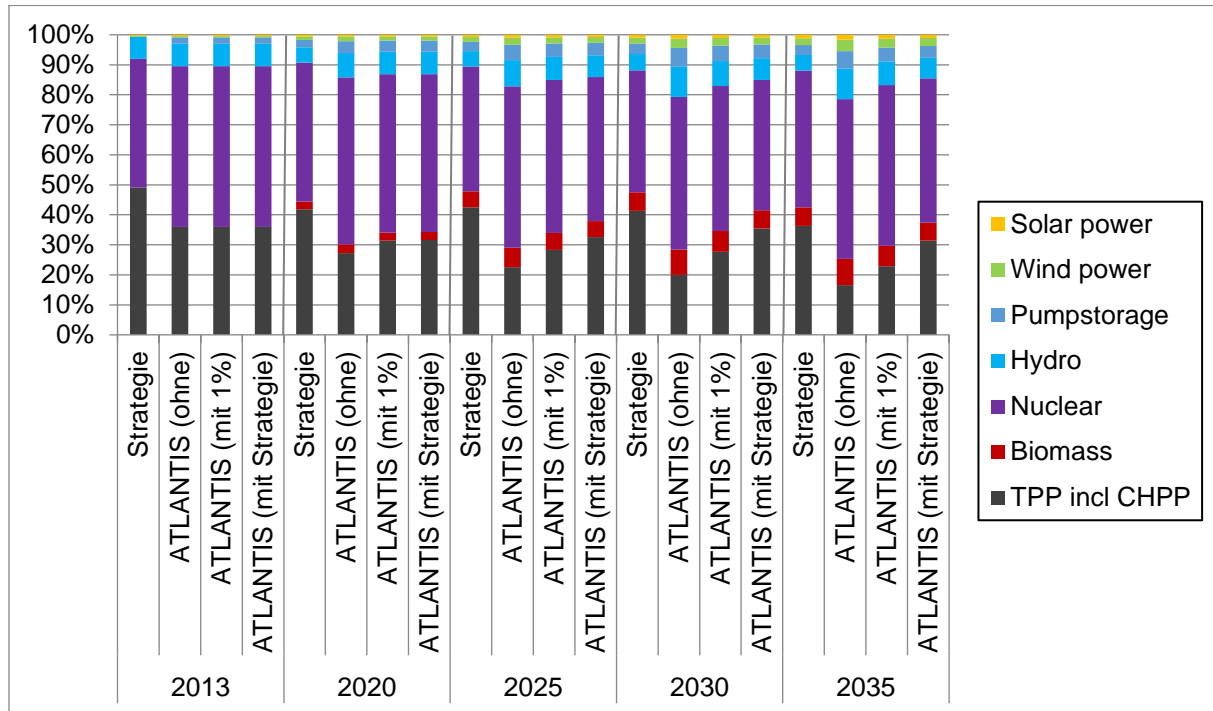


Abbildung 166: Vergleich der prozentuellen produzierten Energie

Durch Zubau des neuen Reaktors im Jahr 2031 ist die Zunahme der nuklearen Energie zwischen 2030 und 2035 sehr deutlich zu erkennen. Auch die CO₂ Emissionen verhalten sich sehr unterschiedlich abhängig vom betrachteten Szenario, wie man Abbildung 167 entnehmen kann.

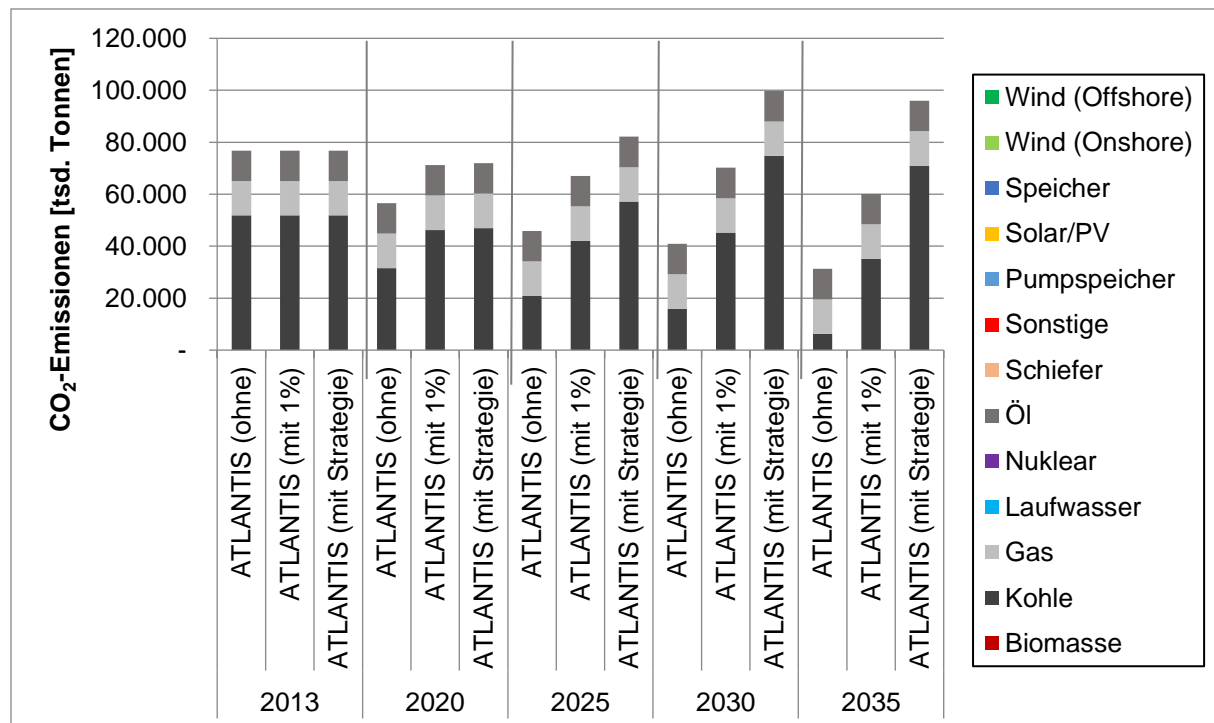


Abbildung 167: Vergleich der Szenarien

So sind sie im finalen Jahr im Szenario mit Verbrauchswachstum gemäß der Energiestrategie beinahe dreimal so hoch wie im Szenario ohne Verbrauchszuwachs. Die Kohlekraftwerke verursachen im Verhältnis den meisten CO₂-Ausstoß.

Treten also die Erwartungen des Ministeriums genauso ein, wie sie in der Energiestrategie definiert sind, wird es zu ökologisch kritischen Situationen kommen.

Wie bereits beschrieben werden zum einen gemäß der Simulation einige zusätzliche Kraftwerkskapazitäten erforderlich sein und zum anderen möglicherweise eine Optimierung des Netzes. Eine Abhilfe kann das sogenannte NOVA-Prinzip sein. Also eine Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau. Das bedeutet, dass im ersten Schritt versucht werden soll den aktuellen Netzbetrieb zu optimieren. Das kann beispielsweise mithilfe von Phasenschieber-Transformatoren passieren. Dann werden die aktuell vorhandenen Leitungen verstärkt, also zum Beispiel von der 220 kV auf 330 kV- Ebene aufrüsten. Sollten diese Maßnahmen nicht reichen werden zusätzliche Leitungen gebaut.

Die 750kV-Leitungs-Projekte entlasten zwar die Netzsituation, können aber nicht die zu erwartenden Netzengpässe vor allem bei Verbrauchszuwachs wie in den Energiestrategien angenommen, vermeiden.

Bei den Ergebnissen muss auch berücksichtigt werden, dass für das Modell keinerlei Klarheit über die Verbrauchsverteilung gegeben war. Wie in 4.2 beschrieben, wurde die Bevölkerung auf NUTS-2 Äquivalente herunter gebrochen und auf die Knoten verteilt, zusätzliche bekannte Industriezentren wurden durch Zusatzgewichtung berücksichtigt.

4.4 Europäisch gekoppelte Simulation

Bei dieser Simulation wird davon ausgegangen, dass wie im Kapitel 2.3.1 beschrieben, es im Jahr 2020 zu einer Kopplung der beiden Länder an das Übertragungsnetz der ENTSO-E kommt. Es soll simuliert werden, welchen Einfluss diese Kopplung bzw. Entkopplung vom russischen Übertragungsnetz auf die Elektrizitätswirtschaft der beiden Länder haben könnte. Realisiert wurde diese Kopplung in ATLANTIS indem bis 2019 der europäische Bereich des ENTSO-E-Netzes und das Stand-Alone Modell wie oben beschrieben, parallel simuliert wurde. Im Jahr 2020 wurden dann die Verbindungsleitungen zwischen der Ukraine, Moldawien und dem ENTSO-E Netz in Betrieb genommen und die russischen und weißrussischen Komponenten abgeschaltet. Auch für diese Kopplung wurde wieder ein Szenario mit und ein Szenario ohne Verbrauchszuwachs angenommen. Die Daten für die Elektrizitätswirtschaften der ENTSO-E Länder wurden aus der ATLANTIS Datenbank entnommen (Stand: 8.8.2016). Das Gesamtmodell wird in Abbildung 168 dargestellt.

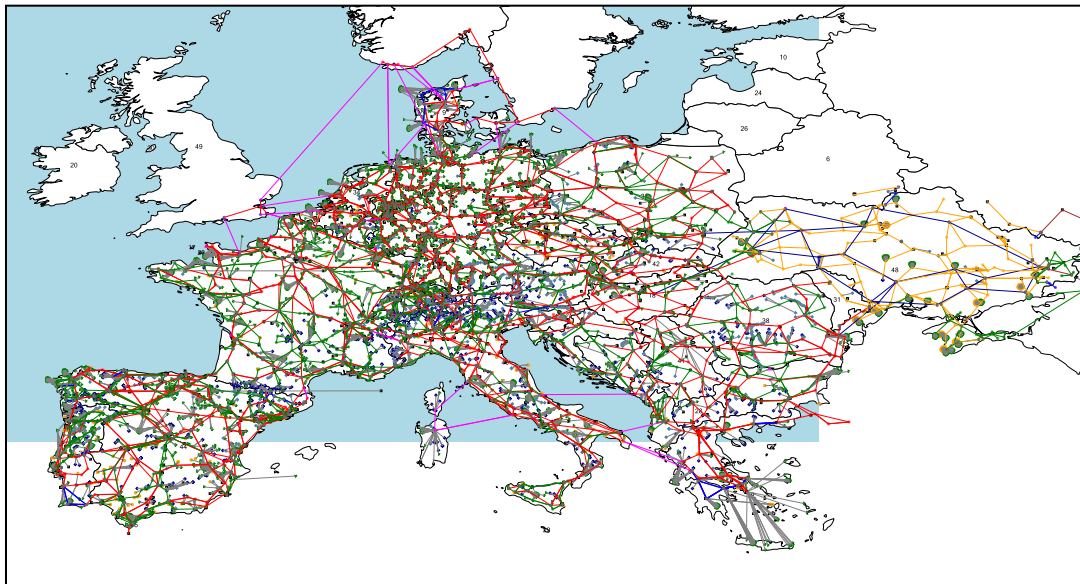


Abbildung 168: Objektübersicht Europäisch- gekoppeltes Modell

Abbildung 169 zeigt, an welchen Punkten im Jahr 2020 an das ENTSO-E gekoppelt bzw. vom IPS- Netz entkoppelt wird.

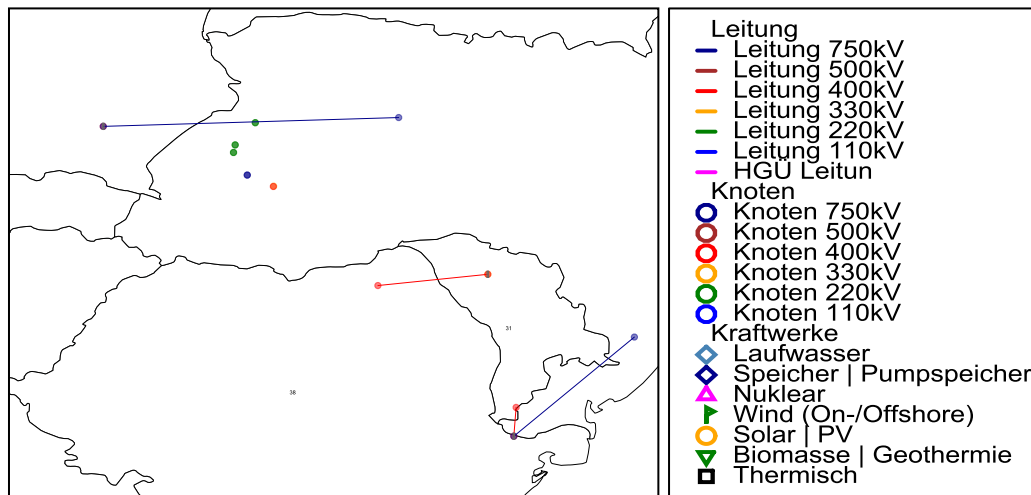


Abbildung 169: Kopplungsleitungen bzw. Verbindungsknoten

Im nächsten Schritt wurde eine Lastflussberechnung durchgeführt, um mögliche Veränderungen und Problemstellen vor und nach der Kopplung ersichtlich zu machen.

4.4.1 Gekoppeltes Szenario ohne Verbrauchszuwachs

Es wird davon ausgegangen, dass es in beiden Ländern zu keiner Verbrauchssteigerung kommt und im Jahr 2020 die Kopplung durchgeführt wird. So sieht der Lastfluss für das Jahr vor der Kopplung 2019 folgendermaßen aus:

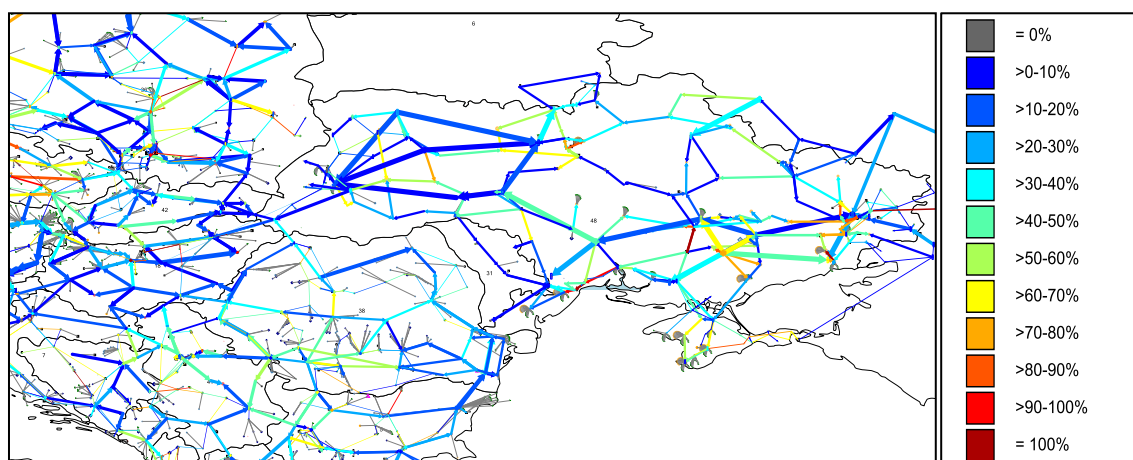


Abbildung 170: Lastfluss vor der Kopplung 2019

Im Jahr 2020 wird dann die Kopplung durchgeführt und führt zu folgenden Gegebenheiten (siehe Abbildung 171).

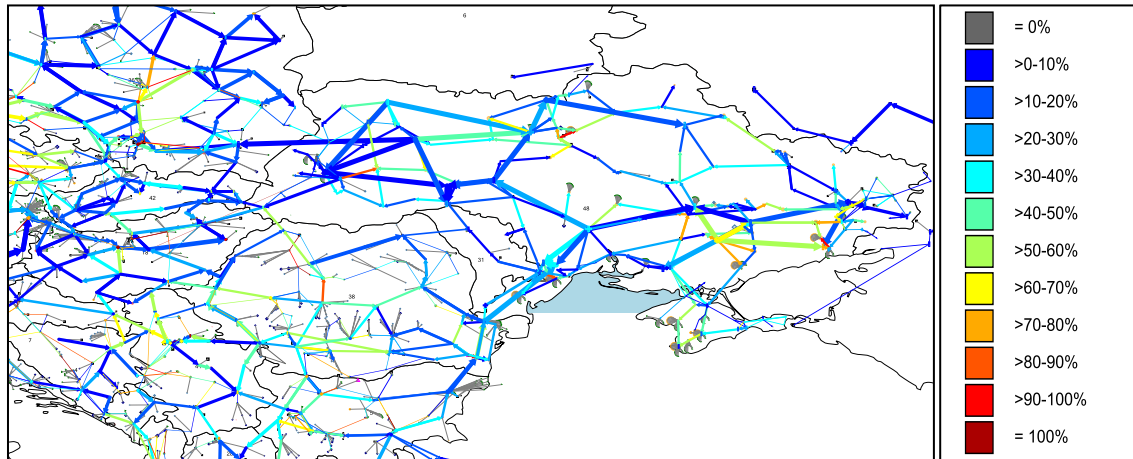


Abbildung 171: Lastfluss nach der Kopplung 2020

Für das finale Jahr 2035 ist der Lastfluss bei Jahreshöchstlast in Abbildung 172 dargestellt.

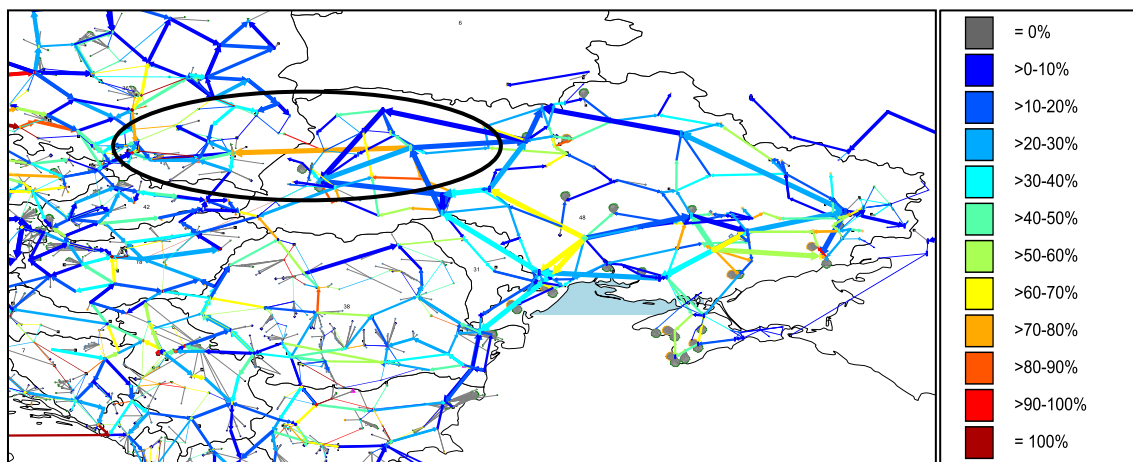


Abbildung 172: Lastfluss im finalen Jahr 2035

Im Großen und Ganzen kommt es auf den ersten Blick zu keinerlei größeren Leitungsengpässen. Lediglich die zwischenstaatlichen 750 kV-Verbindungsleitungen nach Polen (LTGCB9023) sind mit 72,6 % im Jahr 2035 für eine Leitung dieser Spannungsebene relativ hoch ausgelastet.

Interessant zu betrachten sind dann die Differenzen-Ansichten. Hierbei werden die Leitungen und Kraftwerke vor und nach der Kopplung verglichen und es kann direkt analysiert werden welchen Einfluss die Kopplung hat.

In Abbildung 173 wurde das für den Kraftwerkspark gemacht. Grün in der Abbildung sind jene Kraftwerke, die weniger produzieren als zuvor. Das sind verständlicherweise jene in Russland und auch Weißrussland, da diese nun entkoppelt sind vom Rest des Modells. Interessanterweise aber auch die Kraftwerke an der Grenze zur Ukraine in Polen und Ungarn. Im Gegensatz dazu produzieren jene in der Ukraine und Moldawien mehr Energie, da der Preis/MWh in diesen beiden Ländern geringer ist als jener in den anderen europäischen Staaten. Das erklärt auch die stark ausgelastete 750 kV-Leitung nach Polen.

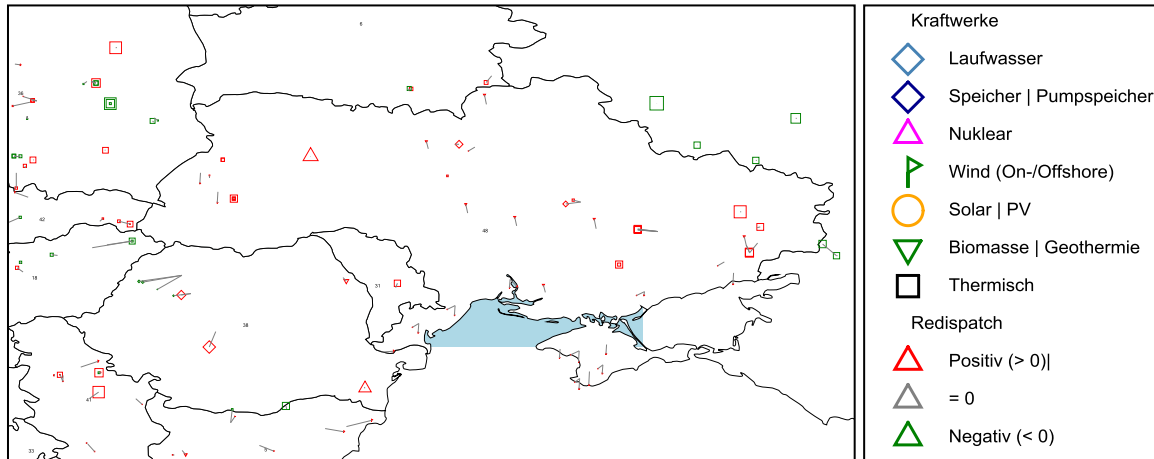


Abbildung 173: Differenzanalyse der Kraftwerke zwischen 2019 und 2020

Dasselbe wurde auch für die Leitungen gemacht. Diese wurden vor und nach der Kopplung bezüglich ihrer Auslastung betrachtet (Abbildung 174).

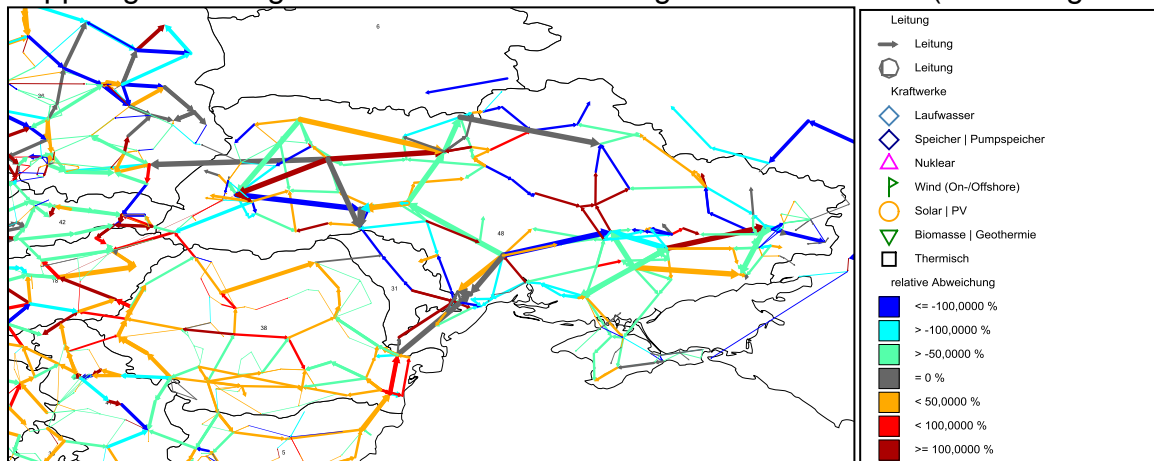


Abbildung 174: Differenzanalyse der Leitungen zwischen 2019 und 2020

Die grauen Leitungen sind jene, die neu hinzugefügt wurden oder auf denen es zu keiner Veränderung kam. Interessant sind die blauen und roten Leitungen. Bei diesen kam es zu einer negativen bzw. positiven Lastflussänderung um 100%.

Gemäß der Simulation kam es also zu keinerlei größerer Engpassituation verursacht durch die Kopplung. Selbst im östlichen eher verbrauchsstarken Teil der Ukraine, der sonst sehr stark von russischen Importen abhängig ist kam es entgegen der Erwartungen zu keinen Engpässen. Allerdings muss hier berücksichtigen werden, dass für das Szenario kein Verbrauchsanstieg in beiden Ländern angenommen wurde.

5 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Elektrizitätswirtschaften der Länder Ukraine und Moldawien untersucht. Es wurde aus den gewonnenen Daten ein Teilmodell erstellt. Dieses Modell wurde anschließend in das Simulationsmodell ATLANTIS integriert, welches am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickelt wurde. ATLANTIS bildet die europäische Elektrizitätswirtschaft mit den Systemzusammenhängen wirtschaftlich als auch technisch ab. Mithilfe dieses Simulationsmodells wurden dann dynamische Modelle entwickelt um Aussagen über die zukünftige Entwicklung der beiden Länder treffen zu können.

Die Erzeugung elektrischer Energie in der Ukraine ist vor allem geprägt durch thermische Kraftwerke und Nuklearkraftwerke. Im Sinne der Versorgungssicherheit und auch aus politischen Gründen werden hauptsächlich Kohlekraftwerke eingesetzt und Gaskraftwerke werden zurückgefahren. Die Kernenergie spielt in der Ukraine heute immer noch eine große Rolle und soll auch in Zukunft weiter ausgebaut werden. Energie aus Wasserkraft ist auch aufgrund der geografischen und topografischen Gegebenheiten von großer Bedeutung. Das Land verfügt aber auch über ein enormes noch nicht ausgeschöpftes Potential Windkraft Photovoltaik und Kleinwasserkraft.

Im Gegensatz dazu ist der Kraftwerkspark Moldawiens überschaubar klein. Es gibt lediglich drei wichtige thermische Kraftwerke und zwei Wasserkraftwerke. Die Entwicklung anderer Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien ist momentan noch vernachlässigbar klein. Bei den erneuerbaren Energieträgern liegt das Hauptaugenmerk der Politik des Landes vor allem auf kleinere Biomassekraftwerke.

Um die Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Energiepolitik zu schaffen haben sich beide Länder feste Ziele für die zukünftige Entwicklung ihrer Elektrizitätserzeugung gesetzt. Das sind in der Ukraine zum einen die Energiestrategie bis 2035, welche zum Ziel hat, den ukrainischen Energiemarkt in den europäischen zu integrieren, den Energiesektor zu modernisieren und bis 2035 den Anteil an Erneuerbaren Energieträger auf 20 % zu erhöhen. Und zum anderen die nationaler Energiestrategie 2030 in Moldawien, in welchen auch zum Ziel gesetzt wurde erneuerbare Energie auszubauen und Verluste in Übertragung und Verteilung zu reduzieren.

Wie in den Kapiteln 2 und 3 dargestellt, ist der Elektrizitätsmarkt der beiden noch Länder noch nicht liberalisiert. Es herrscht in beiden Ländern immer noch das Single Buyer Modell vor. Das bedeutet, jegliche Energie am Markt wird aufgekauft und zu regulierten Preisen an den Endkunden weiterverkauft. In der Ukraine gibt es bereits Bestrebungen, die in den nächsten Jahren zu einer Liberalisierung des Energiemarktes führen sollen. In Moldawien hingegen fehlt es derzeit noch an Rahmenbedingungen, die eine solche Liberalisierung ermöglichen könnten.

Im Kapitel 4 wurden die Elektrizitätswirtschaften der beiden Länder in das Simulationsprogramm ATLANTIS integriert. Mit Hilfe dieses Programms wurden dann mehrere Szenarien der möglichen Entwicklung der Länder simuliert, die Ergebnisse analysiert und mit den offiziellen Berichten verglichen. Die Ergebnisse korrelieren sehr gut mit den Resultaten von offiziellen Einrichtungen der beiden Länder. Es kommt in einigen Szenarien zu Leitungsempässen, vor allem im bedarfsstarken Südosten der Ukraine und der Krim. Der 750 kV-Ring der Ukraine entlastet das Gesamtnetz zwar, kann aber nicht alle auftretenden Probleme

beseitigen. Nach den Untersuchungen wäre es nötig eine Netzoptimierung mithilfe des NOVA-Prinzips durchzuführen. Das bedeutet, dass im ersten Schritt versucht werden soll den aktuellen Netzbetrieb zu optimieren. Das kann mithilfe von Phasenschieber-Transformatoren passieren. Dann werden die aktuell vorhandenen Leitungen verstärkt, also zum Beispiel von der 220 kV- auf 330 kV- Ebene. Nur dann, wenn beide Maßnahmen nicht ausreichen werden zusätzliche Leitungen gebaut. Es wird gemäß den durchgeführten Simulationen nach auch nötig sein, zusätzliche Kraftwerkskapazitäten zu installieren, vor allen wenn es wirklich zu einem Verbrauchsanstieg, wie in der Energiestrategie beschrieben, kommt.

Im letzten Kapitel wurde wie in der ENTSO-E Machbarkeitsstudie beschrieben eine Kopplung an das ENTSO-E Übertragungsnetz ab 2020 durchgeführt. Gemäß der Simulation kam es zu keiner Engpassituation, verursacht durch die Kopplung. Selbst im östlichen eher verbrauchsstarken Teil der Ukraine, der sonst sehr stark von russischen Importen abhängig ist kam es entgegen den ursprünglichen Erwartungen zu keinen Engpässen. Allerdings muss man hier berücksichtigen, dass für dieses Szenario keinen Verbrauchsanstieg in beiden Ländern angenommen wurde. Interessanterweise führte die Kopplung zu einer verminderten Produktionstätigkeit der Kraftwerke an der Grenze zur Ukraine, da es günstiger ist von der Ukraine und Moldawien in die anliegenden europäischen Staaten zu exportieren, als in den anderen europäischen Ländern zu produzieren. Diese Kopplung kann somit für beide Länder als eine ideale Möglichkeit gesehen werden, sich erfolgreich und wirtschaftlich in den Elektrizitätsmarkt Europas zu integrieren.

6 Verzeichnisse

6.1 Literaturverzeichnis

- 3tier.com. (31. July 2016). Von <https://resbroker.files.wordpress.com/2011/10/3tier-ukraine-wind-map-at-80m.jpg> abgerufen
- Agency for Energy Regulation of Moldova (ANRE). (2014). *Priorities in the development of Power Market of the Republic of Moldova*.
- Amt, A. (July 2016). *Auswaertiges Amt* . Von http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Ukraine/Wirtschaft_node.html abgerufen
- Assoziierungsabkommen Moldawien. (2014). *Amtsblatt der Europäischen Union*.
- Assoziierungsabkommen Ukraine. (2014). *Amtsblatt der Europäischen Union*, 29. Mai 2014.
- Auswärtiges Amt. (July 2016). <http://www.auswaertiges-amt.de>. Von http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Moldau/Wirtschaft_node.html abgerufen
- bestcountryreports.com. (July 2016). *bestcountryreports.com*. Von http://www.bestcountryreports.com/Population_Map_Moldova.php abgerufen
- CASE Ukraine. (2008). *Overview of Electricity Market in Ukraine*.
- CIA World Factbook. (30. June 2015). *CIA World Factbook* . Von <http://www.indexmundi.com/g/g.aspx?v=82&v=83&c=up&l=en> abgerufen
- CIGRE . (2015). *The Electric Power System- Ukraine*.
- CNTEE Transelectrica. (2016). *SYNCHRONOUS INTERCONNECTION OF UKRAINIAN AND MOLDOVAN POWER SYSTEMS TO THE CONTINENTAL EUROPEAN ENTSO-E POWER SYSTEM*.
- DIFFER Group. (2012). *The Ukrainian electricity system- a brief overview*.
- ECS Project Office. (2016). *The new electricity market arrangements in Ukraine*. ECS Project Office.
- ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA. (8th. July 2016). Von <https://www.britannica.com/>: <https://www.britannica.com/place/Ukraine/Languages> abgerufen
- Energy Community. (2013). *Development and Application of a Methodology to Identify Projects of Energy Community Interest*. Energy Community.
- Energy Community. (23. July 2016). Von ELECTRICITY MARKET SCHEME: https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/Ukraine/Electricity/Market_Scheme abgerufen
- Energy Community. (19. July 2016). <https://www.energy-community.org>. Von https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/Moldova/Gas/Market_Scheme abgerufen

- Energy Community. (July 2016). <https://www.energy-community.org>. Von https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/Ukraine/Electricity/Market_Scheme abgerufen
- Energy Community. (July 2016). <https://www.energy-community.org>. Von https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/Moldova/Electricity/Market_Scheme abgerufen
- EnergyCommunity. (19. July 2016). <https://www.energy-community.org>. Von https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Implementation/Ukraine/Gas/Market_Scheme abgerufen
- ENTSO-E Grid Map. (2016). <https://www.entsoe.eu>. Von <https://www.entsoe.eu/map> abgerufen
- ENTSOG Transmission Map 2012. (2012). <http://www.entsog.eu/>. Von <http://www.entsog.eu/> abgerufen
- ESMAP. (2015). *Moldova Electric Power Market Options Sector Study*. Chisinau: The World Bank.
- Ezilon Maps. (9. July 2016). <http://www.ezilon.com/>. Von <http://www.ezilon.com/maps/europe/moldova-physical-maps.html> abgerufen
- Feichtinger, Nischler, Bachhiesl, & Stigler. (2015). *Neue Instrumente zur visuellen Unterstützung der Netzentwicklungsplanung mittels ATLANTIS*. Graz.
- Gutschi. (2009). *ATLANTIS – Szenariomodell für die Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030*.
- <http://moldgres.com/>. (July 2016). <http://moldgres.com/>. Von <http://moldgres.com/o-predpriyatii/equipment> abgerufen
- <http://rent techno.com/>. (31. July 2016). Von <http://rent techno.com/>: http://rent techno.com/assets/files/downloads/maps/pvgis_solar_optimum_UA.png abgerufen
- <http://sedac.ciesin.columbia.edu/>. (19. August 2016). <http://sedac.ciesin.columbia.edu/>. Von <http://sedac.ciesin.columbia.edu/downloads/maps/grump-v1/grump-v1-population-density/mdadens.jpg> abgerufen
- <http://www.expert.ua/>. (16. July 2016). Von <http://www.expert.ua/articles/16/0/5086/> abgerufen
- <http://www.maps-of-europe.net/>. (8th. July 2016). Von <http://www.maps-of-europe.net/maps-of-ukraine/>: <http://www.maps-of-europe.net/maps-of-ukraine/> abgerufen
- <http://www.mondaq.com/>. (13. August 2009). <http://www.mondaq.com/>. Von Ukraine Prepares 15 Oblenergos For Privatisation: <http://www.mondaq.com/x/84662/Energy+Law/Ukraine+Prepares+15+Oblenergos+For+Privatisation> abgerufen

- Human Development Report Office. (7. July 2016). Von Ukraine – Country Profile: Human Development Indicators: <http://hdr.undp.org/en/countries/profiles/UKR> abgerufen
- Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz. (10 2016). Von <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/> abgerufen
- International Centre for Policy Studies. (2011). *Reduction of hazardous discharges in thermal power*. Kiev.
- International Energy Agency. (2012). *Ukraine 2012*. International Energy Agency.
- International Energy Agency. (2015). *Eastern Europe, Caucasus and Central Asia*.
- International Energy Agency. (10. July 2016). <http://www.iea.org/>. Von <http://www.iea.org/statistics>: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?&country=UKRAINE&product=Indicators> abgerufen
- International Energy Agency. (2016). <https://www.iea.org/statistics/>. Von <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Ukraine&product=electricityandheat> abgerufen
- Kartografie, R. B. (7. July 2016). <https://www.welt-atlas.de/>. Von https://www.welt-atlas.de/karte_von_ukraine_1-1086: https://www.welt-atlas.de/karte_von_ukraine_1-1086 abgerufen
- Kovel, I. (Dezember 2014). *Forbes Ukraine*. Von <http://forbes.net.ua/nation/1385761-zapertye-moshchnosti-v-ukraine-problema-ne-s-generaciej-a-s-lep> abgerufen
- Kurbatove, K. (2014). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. ScienceDirect.
- Lindner, R. (2006). *Das Ende von Orange*. Berlin: SWP Studie.
- Ministry of Economics, T. a. (2015). *Energy Police Master Plan for Ukraine*.
- Ministry of Regional Development and Construction. (kein Datum). *Regional Development*. 2016: Ministry of Regional Development and Construction.
- MOLDELECTRICA. (2014). *Energy System of Moldava*.
- National Academy of Science of Russia, K. V. (2013). *Territorial units in Russia, Ukraine, Belarus and Moldova and NUTS classification*. ESPON.
- National Bank of Moldava. (December 2016). Von <https://www.bnm.md/en/content/inflation> abgerufen
- Nationale Institute for Strategic Studies. (2014). *Energy Strategy of Ukraine through 2035(draft)*. Kiev.
- Nicolas Rogar-Machart, E.-E. (2016). *Prospects for Ukraine and Moldova Synchronisation*. 21st Athens Forum: Energy Community.
- Portal, L. I. (July 2016). www.liportal.de. Von Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit: <https://www.liportal.de/ukraine/geschichte-staat/> abgerufen
- (2014). *Project Implementation -Feasibility Study on Synchronous Interconnection of*
- rian.ru. (July 2016). Von rian.ru: <http://de.sputniknews.com/wirtschaft/20080415/105148341.html> abgerufen
- Schönherr Legal. (2013). *Ukraine: Electricity market reform*. Schönherr Legal.

- Staatsarchiv der Ukraine, 1. (1991). *www.archives.gov.ua*. Von http://www.archives.gov.ua/Sections/15r-V_Ref/index.php?11 abgerufen
- Statista. (8. July 2016). *Statista*. Von <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/232395/umfrage/bruttoinlandsprodukt-bip-pro-kopf-in-der-ukraine/> abgerufen
- Stigler. (2009). *ATLANTIS- Szenariomodell für die Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft*. Graz.
- Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Feichtinger. (2015). *ATLANTIS: techno-economic model of the European*. Graz: IEE TU Graz.
- Stohniy. (2010). *Problems of development and modernisation of thermal power engineering in Ukraine*. Kiev.
- (2012). *Ukraine 2012- International Energy Agency*. International Energy Agency.
- Ukraine Today*. (11. January 2016). Von World Bank keeps its forecast for Ukraine's economy growth at 1 per cent: <http://uatoday.tv/news/world-bank-keeps-its-forecast-for-ukraine-s-economy-growth-at-1-per-cent-569125.html> abgerufen
- Ukrainian Center for Economic & Political Studies. (2012). *Power Engineering in Ukraine: The State and Trends*.
- (2016). *Ukrainian Independent Information Agency*. Ukrainian Independent Information Agency.
- UKRENERGO. (2010). *Annual Report 2010*.
- UKRENERGO. (2014). *Annual Report*.
- Ukrenergo. (17. November 2015). Von [ukrenergo.energy.gov.ua: http://ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=546&urlNews=/pages/ua/capitalconstruction.aspx](http://ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=546&urlNews=/pages/ua/capitalconstruction.aspx) abgerufen
- Ukrenergo.gov.ua. (17. August 2016). *Ukrenergo.gov.ua*. Von http://2014.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/en/publish/article?art_id=36960&cat_id=36959 abgerufen
- United Nations. (2014). *Feasibility report on alignment of the Republic of Moldova to EU NUTS statistical territorial classification*. United Nations.
- Wikimedia, C. (2014). Map of Ukrainian monthly salary.
- Wikipedia Commons. (2012). <https://commons.wikimedia.org>. Von https://commons.wikimedia.org/wiki/Atlas_of_Moldova#/media/File:Moldova_administrative_map.png abgerufen
- World Bank Group. (2015). *Moldova Electric Power Market Options*.
- World Coal Association. (25. August 2016). <http://www.worldcoal.org>. Von <http://www.worldcoal.org/ukraine-launches-new-energy-strategy> abgerufen
- world-nuclear-news.org. (10. December 2015). Von <http://www.world-nuclear-news.org/RS-South-Ukraine-2-gets-green-light-for-life-extension-10121502.html> abgerufen

6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ukraine und ihre Nachbarländer	12
Abbildung 2: Gliederung der territorialen Administration	13
Abbildung 3: Topografie der Ukraine	14
Abbildung 4: Bevölkerungsverteilung der Ukraine	15
Abbildung 5: Lohngefälle zwischen Ost und West (Stand 2014)	16
Abbildung 6: Primärenergie Produktion von 1990 bis 2013	17
Abbildung 7: Primärenergiebereitstellung der Ukraine	18
Abbildung 8: Struktur der Elektrizitätserzeugung in den Jahren 1990 (oben) und 2011 (unten) in MWh	22
Abbildung 9: Installierte Kraftwerkskapazitäten der Ukraine (Stand 2012)	23
Abbildung 10: Wasserkraft-Potential der Ukraine	27
Abbildung 11: Potential für Solarkraftwerke in der Ukraine.....	29
Abbildung 12: Potential für Windenergie in der Ukraine	30
Abbildung 13: Struktur des ukrainischen Elektrizitätsmarktes	32
Abbildung 14: Das Elektrizitätsnetz der Ukraine	34
Abbildung 15: Aktuelle Projekte	36
Abbildung 16: Ukraine-West	37
Abbildung 17: Bedarf an elektrischer Energie der Ukraine seit 1991	38
Abbildung 18: Aufteilung des Elektrizitätsbedarfes (Stand 2013)	38
Abbildung 19: Jährliche Last- Spitzen	39
Abbildung 20: Elektrizitätsexporte der Ukraine (2014).....	39
Abbildung 21: Vergleich zwischen Exporten und Importen von Elektrizität	40
Abbildung 22: Vergleich zwischen Elektrizitätserzeugung und Verbrauch	40
Abbildung 23: Überblick über den Ukrainischen Elektrizitätsmarkt.....	42
Abbildung 24: Neuer möglicher Großhandelsmarkt der Ukraine	43
Abbildung 25: Die Gasinfrastruktur der Ukraine	45
Abbildung 26: Struktur des ukrainischen Gas- Marktes	46
Abbildung 27: PECI-Gas-Projekte	47
Abbildung 28: Naftogaz Import-Preise verglichen mit deutschen Gas-Preisen.....	47
Abbildung 29: Links: administrative Karte. Rechts: Physikalische Karte	50
Abbildung 30: Bevölkerung Moldawiens(links), Bevölkerungsverteilung(rechts)	51
Abbildung 31: TPES Moldawiens von 1990-2012.....	52
Abbildung 32: Anteil der einzelnen Ressourcen an der Primärenergie.....	52
Abbildung 33: Elektrizitätserzeugung 1990-2012	54
Abbildung 34: Lage des Kraftwerks geografisch(links) und netztechnisch(rechts) ...	55
Abbildung 35: Lage der Kraftwerke CET-1 und CET-2	56
Abbildung 36: Moldawiens Übertragungsnetz	59
Abbildung 37: Aktuelle PECI-Projekte	60
Abbildung 38: Aufteilung des Elektrizitätsbedarfes	60
Abbildung 39: Vergleich zwischen Exporten und Importen von Elektrizität	61
Abbildung 40: Vergleich zwischen Elektrizitäts-Produktion und Verbrauch	61
Abbildung 41: Energieintensität Moldawiens von 1990 bis 2012	61
Abbildung 42: Moldawiens Elektrizitätswirtschaft	62
Abbildung 43: Struktur des Gasmarktes in Moldawien	64
Abbildung 44: Struktur des Gasnetzes Moldawiens	65
Abbildung 45: Aktuelles PECI-Gas-Projekt.....	66
Abbildung 46: Darstellung des europäischen Kraftwerksparkes im ATLANTIS Modell	67

Abbildung 47: Ablauf einer Simulation in ATLANTIS	68
Abbildung 48: Prognostizierter Kraftwerkspark für die Ukraine gemäß der Energiesstrategie	71
Abbildung 49: Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise	71
Abbildung 50: Verlauf der Inflation der beiden Länder.....	72
Abbildung 51: Dauerlinie des Jahres 2013, Links: Ukraine Rechts: Moldawien	72
Abbildung 52: geplante 750 kV Leitung LTGUA104	73
Abbildung 53: Geplante 750kV Leitung LTGUA210	74
Abbildung 54: Betrachtete Verbrauchsszenarien.....	77
Abbildung 55: Ukraine und Moldawien in ATLANTIS im Basisjahr 2006	78
Abbildung 56: Ukraine und Moldawien in ATLANTIS im Jahr 2020.....	78
Abbildung 57: Ukraine und Moldawien in ATLANTIS im Jahr 2035.....	78
Abbildung 58: Angenommene Leitungszubauten bis 2035.....	79
Abbildung 59: Prognostizierte installierte Kapazitäten der Ukraine	79
Abbildung 60: Prognostizierte installierte Kapazitäten Moldawiens	80
Abbildung 61: Prozentuelle Zusammensetzung der installierten Leistung der Ukraine	80
Abbildung 62: Prozentuelle Zusammensetzung der installierten Leistung Moldawiens	81
Abbildung 63: Kraftwerkszubauten in der Ukraine	81
Abbildung 64: Kraftwerkszubauten in Moldawien	82
Abbildung 65: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in der Ukraine im Jahr 2006	82
Abbildung 66: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in der Ukraine im Jahr 2020	83
Abbildung 67: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in der Ukraine im Jahr 2035	83
Abbildung 68: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke in Moldawien im Jahr 2006	84
Abbildung 69: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke im Jahr 2020	84
Abbildung 70: Altersstruktur der eingesetzten Kraftwerke im Jahr 2035	85
Abbildung 71: Erhaltung des Anlagevermögens der ukrainischen Kraftwerksparks ..	85
Abbildung 72: Erhaltung des Anlagevermögens des Kraftwerksparks Moldawiens..	86
Abbildung 73: Anlagevermögen des Kraftwerksparks in der Ukraine aufgeteilt in Bestand und Zubau	87
Abbildung 74: Anlagevermögen des Kraftwerksparks in Moldawien aufgeteilt in Bestand und Zubau	87
Abbildung 75: Lastfluss im Basisjahr 2006 bei Jahresspitze	88
Abbildung 76: Lastfluss im Jahr 2020 bei Jahresspitze	88
Abbildung 77: Lastfluss im Jahr 2035 bei Jahresspitze	89
Abbildung 78: Auswirkung auf LTGUA127, Links: 2030 ohne Reaktor; Rechts: 2031 mit Reaktor	89
Abbildung 79: Auswirkung des Kraftwerkszubaus auf der Krim. Links: 2020 Rechts: 2035.....	89
Abbildung 80: LTGUA104 von Rivne NPP-Kiew Links: 2013 ohne Leitung, Rechts: 2014 mit Leitung.....	90
Abbildung 81: LTGUA210 von Zaporizhzhya NPP- Kachowka Links: 2016 ohne Leitung, Rechts: 2017 mit Leitung	90
Abbildung 82: Östlicher Teil der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs. Links: 2019, Rechts: 2035	90

Abbildung 83: Lastfluss Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs: Links: 2019, Rechts: 2035.....	91
Abbildung 84: Prognostizierte produzierte elektrische Energie für die Ukraine	91
Abbildung 85: Prognostizierte produzierte elektrische Energie Moldawiens.....	92
Abbildung 86: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie der Ukraine	92
Abbildung 87: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie Moldawiens	93
Abbildung 88: Zusammensetzung der Energieaufbringung der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs	93
Abbildung 89: Zusammensetzung der Energieaufbringung Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs	94
Abbildung 90: Strompreise für das Szenario ohne Verbrauchswachstum	95
Abbildung 91: Darstellung der Zonenpreise ohne Verbrauchszuwachs; Links: 2006, Mitte: 2020, Rechts: 2035.....	95
Abbildung 92: Variable Produktionskosten der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs..	96
Abbildung 93: Variable Produktionskosten Moldawiens ohne Verbrauchszuwachs .	96
Abbildung 94: Strompreise ohne Verbrauchszuwachs in der Ukraine	97
Abbildung 95: Stromerzeugungskosten ohne Zuwachs der einzelnen Kraftwerkstypen in der Ukraine	97
Abbildung 96: Stromerzeugungspreise in Moldawien	98
Abbildung 97: GuV- Rechnung für Stromerzeugungsunternehmen in ATLANTIS....	98
Abbildung 98: GuV-Rechnung für die Ukraine ohne Verbrauchszuwachs.....	99
Abbildung 99: "Brennstoff- Anteil" GuV-Rechnung für die Ukraine	100
Abbildung 100: GuV-Rechnung für Moldawien ohne Verbrauchszuwachs.....	100
Abbildung 101: GuV-Rechnung für Brennstoffe in Moldawien.....	101
Abbildung 102: CO ₂ - Emissionen der Ukraine ohne Verbrauchszuwachs.....	102
Abbildung 103: CO ₂ - Emission Moldawiens ohne Verbrauchswachstum	102
Abbildung 104: Erforderliche Dummy-Kraftwerke bis 2035 für das Szenario mit 1% Verbrauchszuwachs	103
Abbildung 105: Objektübersicht im Basisjahr 2006 bei 1% Verbrauchszuwachs ...	103
Abbildung 106: Objektübersicht im Jahr 2020 bei 1% Verbrauchszuwachs	104
Abbildung 107: Objektübersicht im Jahr 2035 bei 1% Verbrauchszuwachs	104
Abbildung 108: Lastfluss im Basisjahr 2006 bei 1% Verbrauchszuwachs	104
Abbildung 109: Lastfluss im Jahr 2020 bei 1% Verbrauchszuwachs	104
Abbildung 110: Lastfluss im Jahr 2035 bei 1% Verbrauchszuwachs	105
Abbildung 111: Lastfluss der westlichen Ukraine Links:2020; Rechts 2035	105
Abbildung 112: Lastfluss der östlichen Ukraine; Links: 2020; Rechts: 2035.....	105
Abbildung 113: Lastfluss Moldawiens Links: 2020; Rechts: 2035	106
Abbildung 114: Lastfluss der Krim, Links: 2020; Rechts: 2035.....	106
Abbildung 115: Produzierte Energie der Ukraine bei 1% Verbrauchswachstum	107
Abbildung 116: Produzierte Energie Moldawiens im Szenario mit 1% Verbrauchswachstum	107
Abbildung 117: Zusammensetzung der produzierten Energie der Ukraine	108
Abbildung 118: Zusammensetzung der produzierten Energie Moldawiens	108
Abbildung 119: Börsenpreis mit 1% Verbrauchswachstum	109
Abbildung 120: Variable Produktionskosten der Ukraine mit 1% Wachstum	109
Abbildung 121: Variable Produktionskosten Moldawiens	110
Abbildung 122: Strompreise der Ukraine bei 1% Wachstum	110
Abbildung 123: Stromgestehungspreise in der Ukraine.....	111
Abbildung 124: GuV des ukrainischen Elektrizitätsunternehmens.....	111

Abbildung 125: GuV des Aggregats „Brennstoffe“ in der Ukraine.....	112
Abbildung 126: GuV des moldawischen Elektrizitätsunternehmens	112
Abbildung 127: CO ₂ -Emissions Entwicklung der Ukraine	113
Abbildung 128: CO ₂ - Emissionsentwicklung Moldawiens	113
Abbildung 129: Vergleich produzierter Energie der Ukraine	114
Abbildung 130: Vergleich der CO ₂ - Emissionen	114
Abbildung 131: Angenommene Dummy-Kraftwerke für die Simulation mit Verbrauchszuwachs	116
Abbildung 132: Objektübersicht im Basisjahr 2006	116
Abbildung 133: Objektübersicht mit Verbrauchszuwachs gemäß der Energiestrategie im Jahr 2020	116
Abbildung 134: Objektübersicht mit Verbrauchszuwachs gemäß der Energiestrategie im Jahr 2035	117
Abbildung 135: Installierte Kapazitäten in der Ukraine mit Verbrauchszuwachs	117
Abbildung 136: Anteil der installierten Kapazitäten in der Ukraine mit Verbrauchszuwachs	118
Abbildung 137: Lastfluss im Basisjahr 2006 bei Jahresspitze	118
Abbildung 138: Lastfluss im Jahr 2020 bei Jahresspitze	119
Abbildung 139: Lastfluss im Jahr 2035 bei Jahresspitze	119
Abbildung 140: Lastfluss des westlichen Teils der Ukraine, Links:2020; Rechts:2035	119
Abbildung 141: Auswirkung des Kraftwerkzubaues auf der Krim; Links: 2020, Rechts: 2035.....	120
Abbildung 142: Lastfluss Moldawiens mit Verbrauchszuwachs; Links: 2019, Rechts: 2035.....	120
Abbildung 143: Östlicher Teil der Ukraine bei Verbrauchszuwachs; Links: 2019; Rechts: 2035	120
Abbildung 144: Prognostizierte produzierte elektrische Energie der Ukraine	121
Abbildung 145: Prognostizierte produzierte elektrische Energie Moldawiens.....	122
Abbildung 146: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie der Ukraine	122
Abbildung 147: Prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie Moldawiens.....	123
Abbildung 148: Vergleich der installierten Kapazität der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell.....	124
Abbildung 149: Vergleich der produzierten Energie der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell.....	124
Abbildung 150: Aufbringung der Elektrizität der Ukraine mit Verbrauchswachstum	125
Abbildung 151: Aufbringung der Elektrizität Moldawiens mit Verbrauchswachstum	125
Abbildung 152: Strompreise für das Szenario mit Verbrauchswachstum	126
Abbildung 153: Zonenpreise für die Jahre 2006 (links), 2013 (mitte) und 2035 (rechts) mit Verbrauchszuwachs	127
Abbildung 154: Variable Produktionskosten der Ukraine mit Verbrauchswachstum	127
Abbildung 155: Variable Produktionskosten Moldawiens bei Verbrauchswachstum	128
Abbildung 156: Strompreise in der Ukraine mit Verbrauchszuwachs	128
Abbildung 157: Erzeugungspreise der einzelnen Technologien mit Verbrauchszuwachs	129
Abbildung 158: Stromerzeugungspreise Moldawiens.....	129
Abbildung 159: GuV-Rechnung für die Ukraine mit Verbrauchszuwachs gemäß der Energiestrategie	130

Abbildung 160: GuV-Rechnung für Moldawien.....	130
Abbildung 161: CO ₂ - Emissionen der Ukraine mit Verbrauchswachstum.....	131
Abbildung 162: CO ₂ -Emissionen Moldawiens mit Verbrauchswachstum	131
Abbildung 163: Vergleich der absoluten installierten Kapazität mit der Energiesstrategie	132
Abbildung 164: Vergleich der prozentuellen installierten Kapazitäten	132
Abbildung 165: Vergleich der produzierten Energie	133
Abbildung 166: Vergleich der prozentuellen produzierten Energie	134
Abbildung 167: Vergleich der Szenarien.....	134
Abbildung 168: Objektübersicht Europäisch- gekoppeltes Modell	136
Abbildung 169: Kopplungsleitungen bzw. Verbindungsknoten	137
Abbildung 170: Lastfluss vor der Kopplung 2019	137
Abbildung 171: Lastfluss nach der Kopplung 2020.....	138
Abbildung 172: Lastfluss im finalen Jahr 2035	138
Abbildung 173: Differenzanalyse der Kraftwerke zwischen 2019 und 2020	139
Abbildung 174: Differenzanalyse der Leitungen zwischen 2019 und 2020.....	139
Abbildung 175: Elektrizitätsmarkt der Ukraine und Moldawien (Quelle: (Ukrainian Center for Economic & Politcal Studies, 2012, S. 28-29).....	152

6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anteile der Energieträger an der Elektrizitätserzeugung (2013)	21
Tabelle 2: Übersicht über die Kernkraftwerke der Ukraine (Stand: 2012).....	24
Tabelle 3: Überblick über die thermischen Kraftwerke (Stand 2012)	25
Tabelle 4: Überblick über die Wasserkraftwerke der Ukraine	26
Tabelle 5: Überblick über RES- Projekte (Stand 2011)	28
Tabelle 6: Solarkraftwerke der Ukraine (Stand 2015).....	29
Tabelle 7: Realisierte Windparks (Stand 2015)	30
Tabelle 8: Ziele der Energiestrategie 2035	31
Tabelle 9: Übersicht über die Verteilnetzbetreiber	33
Tabelle 10: Übersicht über die privatisierten Oblenergos	33
Tabelle 11: Zwischenstaatliche Verbindungsleitungen der Ukraine (Stand 2015)	34
Tabelle 12: Projects of Energy Community Interest.....	35
Tabelle 13: Substation der sogenannten "Burshtyn Island"	36
Tabelle 14: Anteile der Energieträger an der Elektrizitätserzeugung (2012)	54
Tabelle 15: Übersicht über den Kraftwerkspark Moldawiens	55
Tabelle 16: Prognostizierter Kraftwerkspark bis 2033 in MW	58
Tabelle 17: Verbindungsleitungen zwischen Moldawien der Ukraine und Rumänien	58
Tabelle 18: Projects of Energy Community Interests	60
Tabelle 19: Wichtigste Transitverbindungen	63
Tabelle 20: Prognostizierter Kraftwerkspark der gesamten Ukraine bis 2035	69
Tabelle 21: Prognostizierter Kraftwerkspark Moldawiens bis 2033.....	70
Tabelle 22: Prognostizierter Kraftwerkspark der Ukraine-Ost nach eigenen Berechnungen	70
Tabelle 23: Übersicht über 750kV- Leitung Projekte	74
Tabelle 24: Übersicht über 330kV-Leitungs- Projekte	75
Tabelle 25: Übersicht über 220kV Leitungs- Projekte.....	75
Tabelle 26: Angenommene Kraftwerksparkparameter	76
Tabelle 27: Verbrauchswachstum für dieses Szenario.....	115

7 Anhang

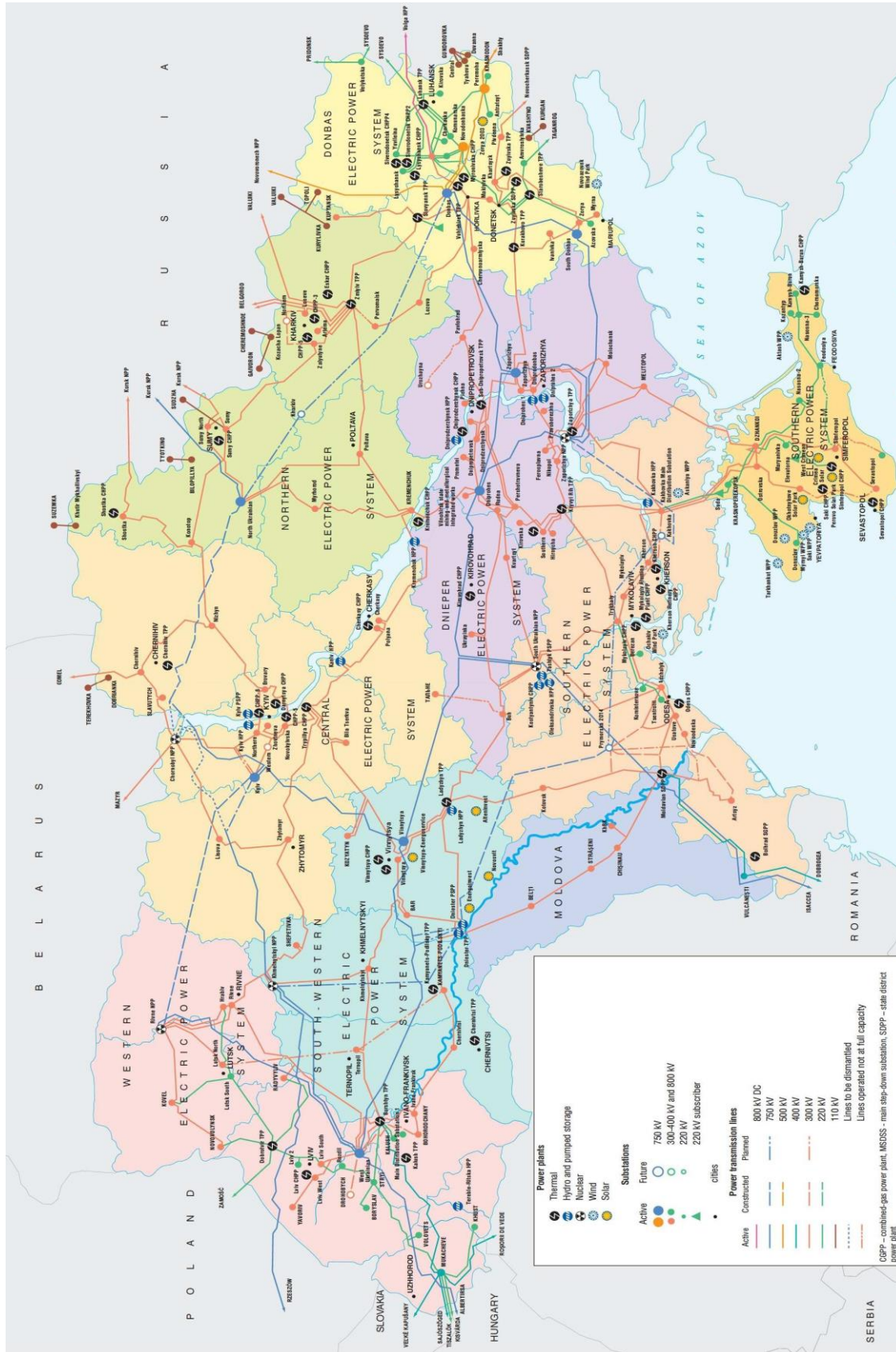


Abbildung 175: Elektrizitätsmarkt der Ukraine und Moldawien (Quelle: (Ukrainian Center for Economic & Political Studies, 2012, S. 28-29)