

Robert Traunmüller, B.Sc.

**Wirtschaftliche Analyse der europäischen
Übertragungsnetzbetreiber:
modellbasierte Simulation des Anlagevermögens**

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

an der

Technischen Universität Graz
Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

Betreuerin:

MSc Petra Gsodam, BSc

Beurteilung durch:

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

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)

Graz, 9.5.2016

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.

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.

Date/Datum

Signature/Unterschrift

Kurzfassung

Die nationalen Übertragungsnetzbetreiber stellen das Rückgrat des zentraleuropäischen Transportes elektrischer Energie dar. Die vorliegende Arbeit beinhaltet neben der Begriffsklärung der wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Zusammenhänge im anschließenden Praxisteil die Bildung eines Modells, mit dem der Verlauf des Anlagevermögens der betrachteten Übertragungsnetzbetreiber simuliert werden soll. Die monetäre Bewertung der in Verwendung befindlichen energietechnischen Anlagen erfolgte hierbei mittels historischen Anschaffungswerten. Es konnte gezeigt werden, dass bei Verwendung einer entsprechend umfangreichen Datenbasis eine hinreichend genaue Modellierung des Anlagevermögens möglich ist. Auf der anderen Seite zeigte sich, dass eine Schätzung des Vermögens von Übertragungsnetzbetreibern mit unbekannter technischer Historie durch Skalierung von Ländern, von denen man die eben genannten Historien kennt, aufgrund der Unterschiedlichkeit der nationalen Höchstspannungsnetze entsprechend größere Abweichungen hervorbringt. Abschließend kann gesagt werden, dass eine Bewertung basierend auf den historischen Anschaffungskosten, wie es gesetzlich vorgeschrieben in den Geschäftsberichten gehandhabt wird, aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen das tatsächliche Vermögen in diesem Sektor nicht akkurat wiedergibt.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ii
Abbildungsverzeichnis	iv
Danksagung	v
1 Einleitung	1
2 Theorie	3
2.1 Wirtschaftliche Grundlagen	3
2.1.1 Die Bilanz	3
2.1.2 Abschreibung	4
2.1.3 Vermögensbetrachtung in der Energiewirtschaft	6
2.2 Technische Grundlagen	8
2.2.1 Spannungsebenen	9
2.2.2 Warum Hochspannung?	10
2.2.3 Übertragungstechnologien	12
2.2.3.1 Freileitungen	12
2.2.3.2 Kabel	14
2.2.4 Vergleich Freileitung versus Kabel	17
2.2.4.1 Konstruktion	17
2.2.4.2 Umweltauswirkung	17
2.2.4.3 Lebensdauer	18
2.2.4.4 Fehleranfälligkeit und Überlastfähigkeit	18
2.2.4.5 Kosten	18
2.3 Rechtlicher Rahmen	19
2.3.1 Die öffentliche Stromversorgung im Wandel der Zeit	19
2.3.1.1 Elektrizitätsversorgung als staatliches Monopol	19
2.3.1.2 Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte	20
2.3.2 Europäische Liberalisierung	21
2.3.2.1 Rechtliche Basis	21
2.3.2.2 Unbundling - Unternehmensmodelle	21

3	Geschichte des europäischen Verbundnetzes	25
3.1	Die Anfänge um die 1950er Jahre	25
3.2	Organisationsgründungen der 1960er Jahre	27
3.3	Stetige Entwicklung in den 1970ern und 1980ern	28
3.4	Umbruch der 1990er Jahre	29
3.5	Vom Jahr 2000 bis zur Gegenwart	31
4	Praktischer Teil	35
4.1	Einleitung	35
4.1.1	Hauptziele und Zweck der Modellierung	36
4.1.2	Grundsätze der Modellbildung	36
4.1.3	Mathematische Ausformulierung	36
4.1.4	Getroffene Annahmen	38
4.2	Datenbasis	39
4.2.1	Historische Netzentwicklung	39
4.2.1.1	Systemlängen des Freileitungsnetzes in Kilometer	40
4.2.1.2	Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke	40
4.2.2	Aktuelle Anlagenpreise und historische Kostenindizes . . .	42
4.3	Implementierung der Berechnungsmodelle	44
4.3.1	Simulation des Anlagevermögens bei bekannter historischer Netzentwicklung - Modell A	45
4.3.1.1	Aufbau des Excel-Modells	45
4.3.1.2	Implementierung des Berechnungsalgorithmus . .	46
4.3.2	Simulation des Anlagevermögens bei unbekannter historischer Netzentwicklung - Modell B	50
4.3.2.1	Aufbau des Excel-Modells	51
4.3.2.2	UserInterface - Details zur Benutzung	53
4.4	Modellbasierte Ergebnisse und Fazit	57
4.4.1	Berechnungsbeispiel Modell A	57
4.4.2	Berechnungsbeispiele Modell B	64
4.4.2.1	Finnland	64
4.4.2.2	Italien	67
4.5	Fazit der Modellbildung, Ausblick	70
5	Conclusio	73
	Literaturverzeichnis	75
	Anhang 1	81
A	Mittlere Investitionskosten nach [Parsons Brinckerhoff and Cable Consulting International, 2012]	81
B	Offizielles Kartenmaterial der ENTSO-E/UC(P)TE	83

Abbildungsverzeichnis

2.1	Prinzipielle Struktur einer Bilanz	4
2.2	Restwertverläufe verschiedener Abschreibungsarten	5
2.3	Typische Nutzungsdauern von Gegenständen aus dem Anlagevermögen am Beispiel von APG	6
2.4	Typische Nutzungsdauern von Gegenständen aus dem Anlagevermögen am Beispiel von Elering	6
2.5	Vermögensentwicklung des belgischen Übertragungsnetzbetreibers Elia	7
2.6	Ausschnitt aus der der Bilanz des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid	8
2.7	Die vier Spannungsebenen des Stromnetzes	9
2.8	Prinzipielle Struktur eines Energieversorgungsnetzes.	10
2.9	Schematischer Aufbau des Elektrizitätsnetzes	11
2.10	Unterschiedliche Masttypen für Freileitungen	12
2.11	Auswahl unterschiedlicher Mastbilder	13
2.12	Verschiedene Freileitungsseile	14
2.13	Vieradriges Niederspannungskabel	15
2.14	Kabelkonstruktionen für den Mittelspannungsbereich	15
2.15	Aufbau eines Hochspannungskabels	16
2.16	Prinzip des Ownership Unbundling	22
2.17	Prinzip des Independent System Operator	22
2.18	Prinzip des Independent Transmission Operator	23
2.19	Auftreten der Unbundling-Möglichkeiten in Europa	24
3.1	Asynchrone Frequenzblöcke des UCPTTE-Netzes 1956	26
3.2	Der Stern von Laufenburg	27
3.3	Die verschiedenen europäischen Koordinierungsgruppen Mitte der 1970er Jahre	28
3.4	Stand des UCPTTE-Netzes 1995	29
3.5	Resynchronisierung der beiden Europäischen Frequenzblöcke 2004	31
3.6	Aktueller Stand des ENTSO-E Verbundnetzes	32

3.7	Geplanter Mittelmeerring	33
4.1	Anzahl der in in Betrieb befindlichen Umspannwerke in Österreich laut den offiziellen UC(P)TE/ENTSO-E-Karten.	41
4.2	Anzahl der Umspannwerke in Österreich, interpoliert mit Hilfe von kubischen Splines, anschließend auf ganze Zahlen gerundet.	42
4.3	Indizes zur Beschreibung der Entwicklung der Anlagenpreise in der Energiewirtschaft	43
4.4	Verlauf der technischen Entwicklung der Netze auf den Ebenen 220kV sowie 380kV für ein fiktives Land.	46
4.5	Berechnung des Anlagevermögens für das 220kV-Freileitungsnetz	47
4.6	Berechneter Verlauf des Anlagevermögens	49
4.7	Registerblatt Calc_AV des Berechnungsmodells B	52
4.8	Registerblatt UserInterface des Berechnungsmodells B	56
4.9	Historische Verläufe der Leitungslängen in der mit Modell A durchgeführten Simulation	57
4.10	Modellbasierte Anlagevermögensberechnung für das österreichische 220kV-Netz	58
4.11	Modellbasierte Anlagevermögensberechnung für das österreichische 380kV-Netz	59
4.12	Modellbasierte Anlagevermögensberechnung für die österreichischen Umspannwerke	60
4.13	Grafischer Verlauf des berechneten Anlagevermögens	61
4.14	Historischer technischer Anlagenverlauf für Tschechien	62
4.15	Historischer technischer Anlagenverlauf für Kroatien	62
4.16	Ausschnitt aus dem Geschäftsbericht 2014 des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG	63
4.17	Registerblatt UserInterface des Berechnungsmodells B	65
4.18	Ausschnitt aus der Bilanz 2014 des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid	66
4.19	Registerblatt UserInterface des Berechnungsmodells B	68
4.20	Ausschnitt aus der Bilanz 2014 des italienischen Übertragungsnetzbetreibers Terna	69
1	Berechnung der durchschnittlichen Investitionskosten pro Kilometer Freileitung/Kabel laut [Parsons Brinckerhoff and Cable Consulting International, 2012].	82
2	ENTSO-E-Netz im Jahr 2014	83
3	ENTSO-E-Netz im Jahr 2010	84
4	UCTE-Netz im Jahr 2008	84
5	UCTE-Netz im Jahr 2003	85
6	UCPTE-Netz im Jahr 1994	85
7	UCPTE-Netz im Jahr 1984	86
8	UCPTE-Netz im Jahr 1974	86
9	UCPTE-Netz im Jahr 1966	86
10	UCPTE-Netz im Jahr 1956	86

Danksagung

Die Vollendung dieser Arbeit als letzter Teil meines Masterstudiums Elektrotechnik-Wirtschaft wäre ohne die Mithilfe vieler unterstützender Persönlichkeiten und lieber Mitmenschen nicht zu schaffen gewesen.

Als erstes möchte ich mich bei meinen Eltern Anna und Karl bedanken, ohne deren finanzielle Unterstützung dieses Studium in dieser Weise nicht möglich gewesen wäre. Weiterer Dank gilt meinen Brüdern Gerald und Karli, ohne deren Versicherungen, dass ein technisches Studium so schwer sein muss und deshalb zwangsläufig manchmal zu Zuständen völliger Verzweiflung und Aussichtslosigkeit führt, ich dieses Studium höchstwahrscheinlich irgendwann einfach abgebrochen hätte.

Bedanken möchte ich mich auch bei meinem Mitbewohner und Studienkollegen Hans-Peter, der mir immer mit Rat und Tat zur Seite steht und meine zeitweise Nachtaktivität und andere Eigensinnigkeiten stoisch hinnahm. Ebenfalls zu erwähnen ist an dieser Stelle Stefan Kaltenbacher, dessen positives Wesen mir durch so manche Tiefs geholfen hat.

Abschließend möchte ich meinen Dank an meine Betreuerin Petra Gsodam ausdrücken, für ihren fachlichen Input, ihr schnelles Feedback und die aufmerksame und gründliche Betreuung dieser Arbeit. Außerdem danke ich dem gesamten Team des IEE, welches immer um eine freundliche und produktive Atmosphäre bemüht war.

Robert Traunmüller
Graz, April 2015

Kapitel 1

Einleitung

“ And God said, 'Let there be light' and there was light, but the Electricity Board said He would have to wait until Thursday to be connected. ”

[Spike Milligan]

Die Übertragungsnetze auf den Spannungsebenen 220kV und 380kV sind das Rückgrat der internationalen Stromübertragung und stellen außerdem den physikalischen Marktplatz für länderübergreifenden Handel mit elektrischer Energie dar. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber als Akteure, welche für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der nationalen Übertragungsnetze verantwortlich sind, stellen zumeist recht junge Unternehmungen dar. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass ihre Aufgaben über die längste Zeit von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen übernommen wurden. Erst die fortschreitende Liberalisierung des europäischen Strommarktes brachte eine Entflechtung des Aufgabenbereiches Elektrizitätsübertragung. Mit der Entflechtung des Betriebs geht auch eine bilanzielle Trennung des Netzanlagen beziehungsweise des durch sie dargestellten Anlagevermögens einher. Die Modellierung des eben genannten Anlagevermögens stellt einen besonderen Fokus dieser Arbeit dar. Es soll erforscht werden, inwieweit sich der Verlauf des Anlagevermögens basierend auf historischen technischen Netzdaten und einer Bewertung mittels historischen Netzdaten simulieren lässt.

Diese Diplomarbeit soll einen umfassenden Überblick über das komplexe Thema Übertragungsnetzbetreiber geben. Aufgrund der hohen Anlagenintensität im Energiesektor und insbesondere im Bereich der Energieübertragung soll außerdem der Frage nachgegangen werden, ob und wie sich das Anlagevermögen der in diesem Bereich tätigen Unternehmen modellieren lässt. Diese Modellierung soll hierbei auf historischen Anschaffungskosten der Anlagen basieren. Der Inhalt gliedert sich insgesamt in 5 Kapitel, auf diese soll an dieser Stelle kurz eingegangen und ihr Inhalt beschrieben werden:

Im vorliegenden Kapitel 1 soll ein Überblick über die vollständige Arbeit gegeben werden und die ihr zugrunde liegende Gliederung beschrieben werden.

In Kapitel 2 werden die zum vollständigen Verständnis dieser Arbeit notwendigen theoretische Grundlagen dargelegt: Es wird auf wirtschaftliche Grundlagen eingegangen, beispielsweise werden Begriffe wie Bilanz und Abschreibung erklärt, außerdem wird auf die Vermögensbetrachtung in der Energiewirtschaft eingegangen. Anschließend folgt der technische Grundlagenteil: Das elektrische Stromnetz und seine Spannungsebenen werden erklärt, danach wird ein Überblick über Energieübertragungstechnologien gegeben. Abschließend wird auf den rechtlichen Rahmen, in dem sich diese Unternehmen bewegen, eingegangen und auf die Liberalisierung der Strommärkte eingegangen.

Kapitel 3 liefert einen umfassenden geschichtlichen Abriss der Entwicklung des zentraleuropäischen Höchstspannungsnetzes. Begonnen wird in der Nachkriegszeit der 1950er Jahre, es wird Dekadenweise auf die involvierten Organisationen und die vorherrschenden politisch-gesellschaftlichen Rahmenbedingungen eingegangen. Die historische Betrachtung schreitet so kontinuierlich fort bis in die Gegenwart, anschließend wird auch ein kurzer Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen gegeben.

Kapitel 4 behandelt den praktischen Teil dieser Arbeit. Das konkrete Ziel hierbei war die Schaffung eines Modells zur Abschätzung des Anlagevermögens von Übertragungsnetzbetreibern basierend auf der technischen Entwicklung, belegt durch empirische historische Verläufe. Es soll zuerst auf die Grundprinzipien der durchgeführten Modellierung und die verwendete Datenbasis eingegangen werden, danach werden zwei verschiedene Berechnungsmodelle vorgestellt: Als erstes wird ein Modell beschrieben, welches sich auf ausreichend genaue historische technische Daten eines Landes stützt. Im Anschluss wird ein zweites Modell vorgestellt, welches durch entsprechende Skalierung bekannter technischer Verläufe eine Abschätzung von Ländern ermöglichen soll, von denen keine ausreichend genauen Daten gefunden werden können. Nach der Beschreibung der einzelnen Berechnungsmodelle und ihren verwendeten Prinzipien sollen mehrere konkrete Berechnungsbeispiele vorgestellt und die errechneten Ergebnisse der Simulation sowie deren Leistungsfähigkeit diskutiert und analysiert werden. Abschließen soll ein Ausblick auf mögliche Erweiterungen der erarbeiteten Modelle und zukünftig eventuell interessante Problemstellungen gegeben werden.

Das abschließende Kapitel 5 stellt eine Zusammenfassung dar. Des Weiteren sollen an dieser Stelle Schlussfolgerungen aus der durchgeführten Modellbildung und Simulation gezogen werden. Mit ihrer Hilfe sollen die dieser Arbeit zugrunde liegenden zentralen Forschungsfragen beantwortet werden: Inwieweit ist es möglich, das aktuelle und zukünftige Anlagevermögen von Übertragungsnetzbetreibern basierend auf historischen technischen Netzdaten und einer Bewertung mittels historischen Anschaffungswerten zu modellieren? Welche Hindernisse tun sich hierbei auf und wie können sie überwunden werden? Nach diesem Fazit soll abschließend ein Ausblick auf mögliche zukünftige Forschungsfragen gegeben werden.

Kapitel 2

Theorie

Das folgende Kapitel stellt eine Zusammenfassung all jener Informationen dar, welche für das vollständige Verständnis dieser Arbeit unerlässlich sind. Es soll zuerst eine Einführung der wichtigsten wirtschaftlichen Grundbegriffe erfolgen, danach sollen die notwendigen technischen Grundlagen dargelegt und außerdem die rechtlichen Rahmenbedingungen abgesteckt werden. Nach diesem Kapitel sollte der Leser beziehungsweise die Leserin in der Lage sein den Ausführungen und Argumentationen im nächsten Kapitel zu folgen beziehungsweise die entsprechenden Zusammenhänge herzustellen.

2.1 Wirtschaftliche Grundlagen

Dieser Abschnitt soll eine Einführung in wirtschaftliche Grundkonzepte geben, auf denen diese Arbeit basiert. Im Speziellen soll die Rolle des (Anlage-)Vermögens in der Elektrizitätswirtschaft erläutert beziehungsweise hergeleitet werden. Für eine weiterführende Vertiefung sei der Leser/die Leserin an dieser Stelle auf [Opresnik und Rennhak, 2015], [Weber, Kabst und Baum, 2014] sowie [Hutzchenreuter, 2015] verwiesen.

2.1.1 Die Bilanz

Die finanzielle Lage einer Unternehmung beziehungsweise ihr Vermögen und Kapital werden durch die **Bilanz** zu einem bestimmten Stichtag zahlenmäßig beschrieben. Diese Bilanz gliedert sich in die auf der rechten Seite stehenden **Passiva** (Kapital), welche die Herkunft der Geldmittel beschreiben, und die auf der linken Seite stehenden **Aktiva** (Vermögen), welche die Mittelverwendung beschreiben. Die Passiva können im Groben wiederum in **Eigenkapital** und **Fremdkapital** unterteilt werden. Während das Eigenkapital vom Eigentümer der Unternehmung zur Verfügung gestellt wird handelt es sich beim Fremdkapital um Schulden der Unternehmung gegenüber Dritten. Auf der anderen Seite der Bilanz werden die Aktiva in **Anlagevermögen** und **Umlaufvermögen** unterteilt. Hier zeichnet sich

das Umlaufvermögen durch regelmäßige Bestandsschwankungen aus, während sich das Anlagevermögen aus Wirtschaftsgütern zusammensetzt, welche der Unternehmung über einen längeren Zeitraum dienen sollen. Nachfolgend soll die Abbildung 2.1 die soeben vorgestellte Einteilung grafisch darstellen. Der Begriff Bilanz leitet sich ursprünglich vom italienischen Wort „Bilancia“ ab, dieser bezeichnet eine zweischalige Waage [Opresnik und Rennhak, 2015, Seite 222]. Daraus lässt sich erkennen, dass die Aktiva und Passiva einer Bilanz stets gleich groß sein müssen (= Soll- und Haben-Gleichheit). [Weber, Kabst und Baum, 2014, Seite 273]

Vermögen (Aktiva)	Bilanz	Kapital (Passiva)
A. Anlagevermögen		A. Eigenkapital
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		I. Gezeichnetes Kapital
II. Sachanlagen		II. Kapitalrücklage
III. Finanzanlagen		III. Gewinnrücklagen
B. Umlaufvermögen		IV. Gewinnvortrag/Verlustvortrag
I. Vorräte		V. Jahresüberschuß/Jahresfehlbetrag
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		B. Rückstellungen
III. Wertpapiere		C. Verbindlichkeiten
IV. Flüssige Mittel		D. Rechnungsabgrenzungsposten
C. Rechnungsabgrenzungsposten		

Abbildung 2.1: Prinzipielle Struktur einer Bilanz. Das Vermögen gliedert sich in Anlage- und Umlaufvermögen, das Kapital kann in Eigen- und Fremdkapital unterteilt werden. [Opresnik und Rennhak, 2015, Seite 183]

2.1.2 Abschreibung

Der Begriff **Abschreibung** beschreibt den Wertverzehr an Anlagen beziehungsweise die mit der Zeit aufgrund von Abnutzung auftretende Wertminderung. Es sollen also mit anderen Worten die Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten periodengerecht auf die Nutzungsdauer des Vermögensgegenstandes verteilt werden. Das Steuerrecht spricht von **Absetzung für Abnutzung (Afa)**, das Unternehmensrecht von **planmäßiger Abschreibung vom Anlagevermögen (pAvA)** [Institut für Betriebswirtschaftslehre und Betriebssoziologie TU Graz, 2007, Seite 7]. Im Bereich der Kostenrechnung wird die sogenannte *kalkulatorische Abschreibung* verwendet. Diese kann sich verschiedener Modelle zur Beschreibung des zeitlichen Wertverlaufs eines Anlagevermögensgegenstandes bedienen.

Die in dieser Arbeit verwendete Methode der *linearen Abschreibung* geht von einem zeitlich gleichmäßigen (linearen) Wertverlust aus und entspricht der steuerrechtlich zu verwendenden Form der Abschreibung. Im Unterschied dazu gibt es noch die *degressive Abschreibung*, bei der der jährliche Wertverlust mit der Zeit abnimmt, während er im Falle der *progressiven Abschreibung* mit der Zeit zunimmt. Diese drei Methoden sind in der nachfolgenden Abbildung 2.2 dargestellt. [Hutzchenreuter, 2015, Seite 331]

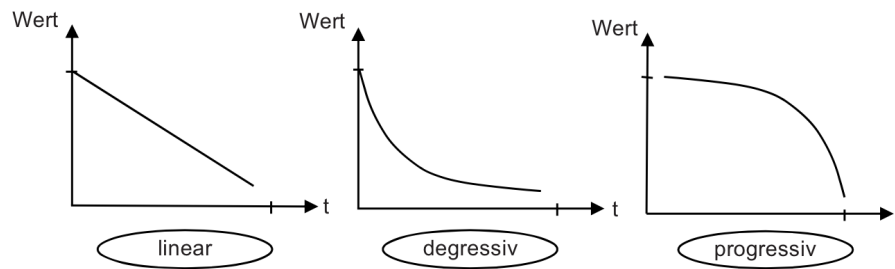


Abbildung 2.2: Restwertverläufe verschiedener Abschreibungsarten. In dieser Arbeit wird ausschließlich die Methode der linearen Abschreibung verwendet. [Hutchenreuter, 2015, Seite 331]

Die lineare Abschreibung berechnet sich als Differenz von Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten einer Anlage A_0 und dem Restwert/Liquidationserlös am Ende der vorhergesehen Nutzungsdauer RW_n (Restwert nach n Jahren), gebrochen durch die Nutzungsdauer in Jahren ND . Wird ein Verkauf einer Anlage nach einer gewissen Nutzungsdauer nicht angestrebt, so vereinfacht sich die eben genannte Gleichung bei Anwendung des Verfahrens der linearen Abschreibung zu einem Quotienten aus Anschaffungswert beziehungsweise Herstellungskosten und Nutzungsdauer. Die Anschaffungskosten beinhalten auch sämtliche Nebenkosten, die bis zur Inbetriebnahme der Anlage anfallen wie etwa Transportspesen, Zölle oder Montagekosten. Die nachfolgende Gleichung beschreibt die oben genannten mathematischen Zusammenhänge.

$$Afa = \frac{A_0 - RW_n}{ND} \quad \text{bzw.} \quad \frac{A_0}{ND} \quad (2.1)$$

Vom ursprünglichen Anschaffungswert einer Anlage wird jedes Jahr anhand der Abschreibungsquote abgeschrieben, beginnend mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Die gewöhnliche Nutzungsdauer eines Wirtschaftsgutes ist in Österreich gesetzlich nicht vorgeschrieben, muss also vom Unternehmer im Einzelfall geschätzt werden. In der Praxis haben sich allerdings gewisse Richtwerte eingebürgert. In Deutschland existieren diesbezüglich amtliche Afa-Tabellen, welche zwar keine bindende Rechtsnorm darstellen, sondern lediglich eine Hilfestellung zur Schätzung der Nutzungsdauer geben sollen, diese werden allerdings sowohl von der Rechtsprechung und der Verwaltung als auch von der Wirtschaft allgemein anerkannt [Opresnik und Rennhak, 2015, Seite 161]. Generell geht man bei der Ermittlung der Nutzungsdauer vom Vorsichtsprinzip aus. Die im n-ten Jahr nach der Inbetriebnahme in der Bilanz aufscheinende aktuelle zahlenmäßige Bewertung einer Anlage wird als (*Rest-*)*Buchwert* bezeichnet. An dieser Stelle soll außerdem auf die besondere Langlebigkeit der von den Übertragungsnetzbetreibern betriebenen elektrischen Anlagen hingewiesen werden. Die daraus resultierende lange Nutzungsdauer von teilweise über 50 Jahren sei durch die Abschreibungstabellen in Abbildung 2.3 und 2.4 unterstrichen. Sie wurden den Geschäftsberichten der Übertragungsnetzbetreiber APG (Österreich) und Elering (Estland) entnommen.

	ABSCHREI- BUNGSSATZ IN %	NUTZUNGS- DAUER IN JAHREN
IMMATERIELLE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE		
Rechte an Telekomanlagen	10	10
Rechte an Softwareprodukten	25	4
Sonstige Rechte	5	20
BAUTEN		
Wohn- und Geschäftsgebäude	2 bzw. 3	33,3 bzw. 50
Betriebsgebäude	3	33,3
TECHNISCHE ANLAGEN UND MASCHINEN		
Maschinelle Anlagen	4 bzw. 5	20 bzw. 25
Elektrische Anlagen	5	20
Telekomanlagen	10	10
Leitungen	2	50
BETRIEBS- UND GESCHÄFTSAUSSTATTUNG	10- 25	4- 10

Abbildung 2.3: Typische Nutzungsdauern von Gegenständen aus dem Anlagevermögen am Beispiel des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG. [*Geschäftsbericht 2014 2015*, Seite 46]

	Useful lives in years
Buildings	25-40
Facilities - electricity transmission lines	30-60
Other facilities	10-30
Machinery and equipment - electricity transmission equipment	7-25
Other property, plant and equipment	3-20

Abbildung 2.4: Typische Nutzungsdauern von Gegenständen aus dem Anlagevermögen am Beispiel des estnischen Übertragungsnetzbetreibers Elering. [*Annual Report 2013 2014*, Seite 65]

2.1.3 Vermögensbetrachtung in der Energiewirtschaft

Das Vermögen einer Volkswirtschaft ist unter anderem abhängig vom Kapitalstock, also von den getätigten Investitionen. Die erwirtschafteten Erträge müssen Aufwendungen, wie etwa die durch die Abschreibung beschriebene Abnutzungsentwertung und die Inflation, mehr als kompensieren, damit es zu einer Vermehrung des Vermögens kommen kann. Dieses Prinzip findet auch in der Elektrizitätswirtschaft und bei den in dieser Arbeit betrachteten Übertragungsnetzbetreibern Anwendung. Diese befinden sich im Besitz des Höchstspannungsnetzes und kümmern sich um

dessen operativen Betrieb. Das Höchstspannungsnetz besteht einerseits aus sehr kapitalintensiven und andererseits aus sehr langlebigen elektrischen Anlagen. All diese Tatsachen begründen eine bilanzielle Besonderheit von Übertragungsnetzbetreibern: *Das Vermögen dieser Unternehmen besteht zum überwiegenden Teil aus Anlagevermögen!* Dies stellt eine der Hauptmotivationen für die Modellbildung im späteren Teil dieser Arbeit dar und ist in Abbildung 2.5, die einen Ausschnitt aus der Bilanz des belgischen Übertragungsnetzbetreibers *elia* zeigt, zu erkennen. Ein ganz ähnliches Bild ergibt sich bei Betrachtung der Abbildung 2.6, welche einen Ausschnitt der Bilanz des finnischen Übertragungsnetzbetreibers *Fingrid* zeigt.

Consolidated statement of financial position

(in millions EUR)	Notes	31 December 2014	31 December 2013 restated ¹	31 December 2013
ASSETS				
NON CURRENT ASSETS		5,192.2	4,994.2	5,662.3
Property, plant and equipment	(7.1)	2,476.9	2,322.5	3,629.8
Intangible assets and goodwill	(7.2)	1,735.0	1,735.0	1,758.4
Non-current tax receivables	(7.3)	138.2	131.6	132.4
Investments in equity-accounted investees	(5.1+5.2)	731.5	693.1	23.4
Other financial assets (incl. derivatives)	(7.4)	87.2	84.6	89.4
Deferred tax assets	(7.5)	21.4	27.4	28.9
CURRENT ASSETS		504.8	561.5	869.9
Inventories	(7.6)	14.8	14.1	16.4
Trade and other receivables	(7.7)	302.8	293.0	402.0
Current tax assets		5.0	3.3	4.7
Cash and cash equivalents	(7.8)	171.1	242.7	437.7
Deferred charges and accrued revenues	(7.7)	11.1	8.4	9.1
TOTAL ASSETS		5,697.0	5,555.7	6,532.2

Abbildung 2.5: Vermögensentwicklung des belgischen Übertragungsnetzbetreibers *Elia*. Das Anlagevermögen (*non current assets*) stellt den Hauptteil des Gesamtvermögens dar. [elia group, 2014, Seite 82]

Aufgrund der Tatsache, dass elektrische Anlagen oft weit über ihre buchhalterische Nutzungsdauer hinaus betrieben werden, stellt sich des Weiteren die Frage, ob eine wertmäßige Beschreibung mittels des im letzten Abschnitt vorgestellten Systems der Abschreibung die Realität hinreichend realitätsgetreu beschreibt. Die Bewertung des Anlagevermögens anhand der historischen Anschaffungskosten kann auch als *historisches Anschaffungswertprinzip* bezeichnet werden. Diese betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise stünde im scharfen Gegensatz zu einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise, die sich beispielsweise auf den *Wiederbeschaffungswert* einer Anlage bezieht, also deren theoretisch entstehende Investitionskosten bei einem Neubau zum heutigen Zeitpunkt beziehungsweise zum Zeitpunkt der entsprechenden Betrachtung. Das zweitgenannte Prinzip kann als *Wiederbeschaffungswertprinzip* bezeichnet werden.

Die Unterschiede zwischen den beiden zuvor genannten Bewertungsprinzipien würden auch in dem Fall ihre Auswirkungen zeigen, in dem ein Vergleich zwischen dem Anlagevermögen von Ländern mit verschieden starker Wirtschaftsentwicklung angestellt werden würde. Es ist zu vermuten, dass Länder mit hohem Wirtschaftswachstum wie etwa China oder Indien würden gegenüber Regionen schwächeren Wachstums wie etwa der EU oder den USA ein größeres relatives Anlagevermögen (über Fläche, Einwohner und Anlagenmenge relativiert) aufweisen, da in den erstgenannten Ländern in jüngster Vergangenheit ein höherer Zuwachs an elektrischen Anlagen aufgetreten ist. Funktionell betrachtet könnte jedoch eine chinesische Freileitung, die vor zwei Jahren gebaut wurde und eine baugleiche amerikanische Freileitung, die vor 15 Jahren errichtet wurde, als gleichwertig angesehen werden, da auf beiden Leitungen dieselbe Leistung übertragen werden kann. Der momentane Zuwachs an elektrischen Anlagen wirkt sich also entscheidend auf den Gesamtwert des Anlagevermögens aus! Dieses und ähnliche Phänomene stellen eine signifikante Motivation für diese Arbeit dar und sollen im späteren Praxisteil simuliert, diskutiert und erforscht werden.

TOTAL NON-CURRENT ASSETS		1,875,107	1,775,634
CURRENT ASSETS			
Inventories	19	11,397	10,443
Derivative instruments	30	2,128	3,884
Trade receivables and other receivables	21	76,021	88,251
Financial assets recognised in income statement at fair value	22	194,973	207,426
Cash and cash equivalents	23	22,339	6,411
TOTAL CURRENT ASSETS		306,858	316,415
TOTAL ASSETS		2,181,965	2,092,049

Abbildung 2.6: Ausschnitt aus der der Bilanz des finnischen Übertragungsnetzbetreibers *Fingrid*, entnommen aus dem Geschäftsbericht 2013. Auch hier stellt das Anlagevermögen den Großteil des Gesamtvermögens dar. [FINGRID OYJ, 2013, Seite 78]

2.2 Technische Grundlagen

In diesem Abschnitt soll auf die technischen Grundlagen der Übertragung von elektrischer Energie eingegangen werden. Bezüglich weiterer Information sei der/-die LeserIn hier auf [Crastan, 2012], [Crastan und Westermann, 2012], [Schwab, 2015] sowie [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013] verwiesen.

2.2.1 Spannungsebenen

Grundsätzlich gliedert sich das technische Gesamtsystem zum Transport beziehungsweise der Übertragung von elektrischer Energie in anhand der Nennspannung hierarchisch abgestufte Netze. Als Netz kann somit die Gesamtheit aller Betriebsmittel gleicher Nennspannung aufgefasst werden. In den allermeisten Fällen erfolgt eine Gliederung in vier Spannungsebenen: Höchstspannung (220kV, 380kV, gegebenenfalls noch höher), Hochspannung (60 bis 110kV), Mittelspannung (10 bis 30kV) sowie Niederspannung (maximal 1kV). Diese vier Spannungsebenen sind in Abbildung 2.7 dargestellt. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich meist nur mit der Ebene der Höchstspannung, in manchen Fällen aber auch mit der 110kV-Hochspannungsebene. Die beiden obersten Spannungsebenen können unter dem Begriff Transport- oder Übertragungsnetze zusammengefasst werden. Die unteren beiden Spannungsebenen werden zumeist aufgrund ihres sternförmigen Aufbaus als Verteilernetze bezeichnet. [Schwab, 2015, Seite 457]

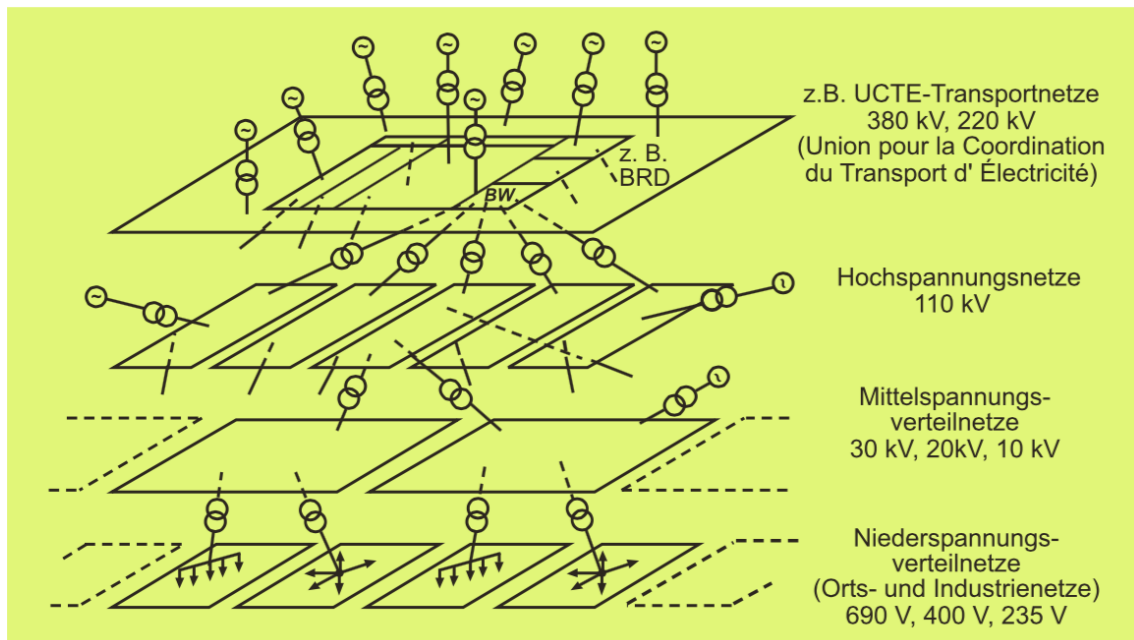


Abbildung 2.7: Das Stromnetz gliedert sich grundsätzlich in vier Spannungsebenen. [Schwab, 2015, Seite 458]

Die Hauptaufgabe der Übertragungsnetze besteht in der Übertragung großer Mengen elektrischer Energie über weite Strecken innerhalb und auch zwischen verschiedenen Regelzonen. Auf dieser Ebenen erfolgt außerdem der Zusammenschluss einzelner, nationaler Übertragungsnetze zu einem länderübergreifenden Verbundnetz, welches den Energieaustausch zwischen Ländern und somit eine Optimierung des Kraftwerks- und Energieeinsatzes ermöglicht. Abbildung 2.8 stellt dies dar. Außerdem sind die Einspeiseleistungen von Kraftwerken auf verschiedenen Spannungsebene sowie deren Verbindungen dargestellt. [Schwab, 2015, Seite 458], [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 82]

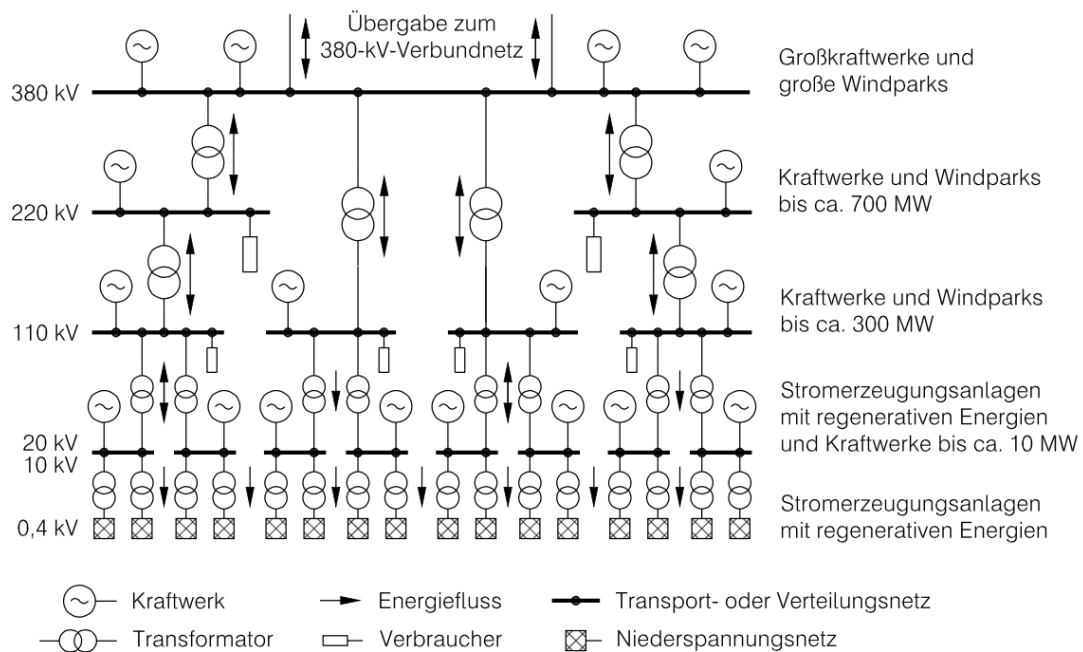


Abbildung 2.8: Prinzipielle Struktur eines Energieversorgungsnetzes. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 87]

Transportnetze weisen (abgesehen von Zweipunktverbindungen) generell eine vermaschte Struktur auf, was bedeutet, dass jeder Netzknoten von mindestens zwei Seiten versorgt wird. Somit wird die Versorgung des jeweiligen Netzes durch auftreten *eines* Fehlers nicht gestört, frühestens bei Auftritt eines zweiten Fehlers darf es zu einer Störung der Stromversorgung kommen. Diese Maxime der Netzsicherheit wird auch als **(n-1)-Prinzip/-Kriterium** bezeichnet. [Schwab, 2015, Seite 459]

2.2.2 Warum Hochspannung?

Die Übertragung elektrischer Energie auf Spannungsebenen, welche weit höher als die typischen Ausgangsspannungen von Generatoren liegen (diese betragen typischerweise bis zu etwa 30kV), ist mit hohem technischen Aufwand bezüglich der Hochtransformation auf Hoch- und Höchstspannung verbunden. Abbildung 2.9 lässt die einzelnen Transformatoren auf dem Weg des Energieflusses erkennen. Der Grund für die Nutzung hoher Betriebsspannungen zur Übertragung elektrischer Energie liegt in der dadurch ermöglichten Minimierung der entlang der Leitungen auftretenden Wirkleistungsverluste. Die mathematische Herleitung für dieses Phänomen soll nachfolgend kurz erläutert werden: [Schwab, 2015, Seite 461]

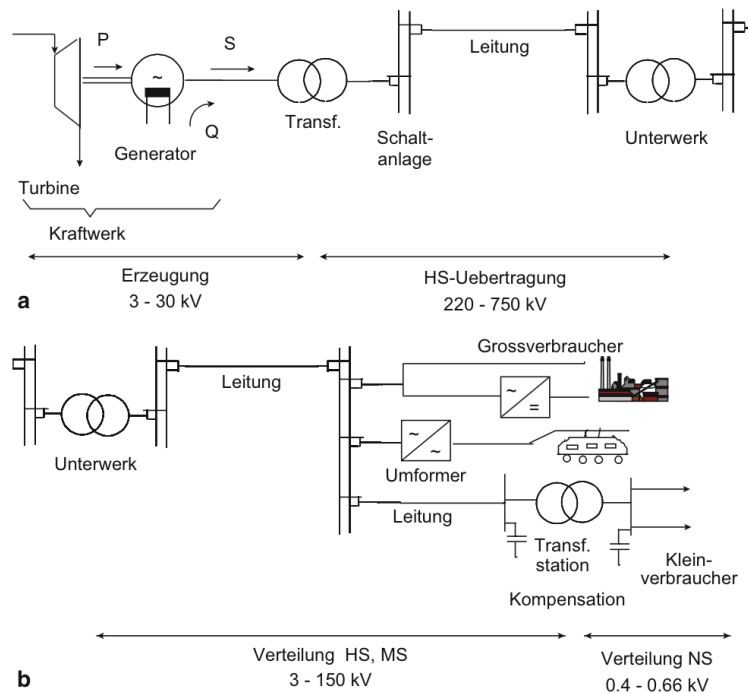


Abbildung 2.9: Schematischer Aufbau des Elektrizitätsnetzes: **a)** Erzeugung und Höchstspannungsebene, **b)** Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie Verbrauch. [Crastan, 2015, Seite 5].

Die Übertragungsleistung einer Drehstromleitung berechnet sich folgendermaßen:

$$P = 3 \cdot U_{Strang} \cdot I_{Strang} \cdot \cos \varphi \quad (2.2)$$

Da die Strangspannung mit der verketteten Spannung (=Nennspannung) über den Faktor $\sqrt{3}$ zusammenhängt kann die obige Gleichung auch folgendermaßen geschrieben werden:

$$P = 3 \cdot \frac{U_{Nenn}}{\sqrt{3}} \cdot I_{Strang} \cdot \cos \varphi \quad (2.3)$$

$$\Rightarrow I_{Strang} = \frac{P}{\sqrt{3} U_{Nenn} \cos \varphi} \quad (2.4)$$

Bei Vernachlässigung der Querleitwerte muss für die Berechnung der Wirkleistungsverluste entlang einer Leitung nur noch der Längswiderstand berücksichtigt werden. Die gesamten Wirkleistungsverluste berechnet sich somit wie folgt:

$$P_{Verlust} = 3 \cdot I_{Strang}^2 \cdot R_{Strang} = 3 \cdot \frac{P^2}{3 U_{Nenn}^2 (\cos \varphi)^2} \cdot R_{Strang} = \frac{P^2}{U_{Nenn}^2 (\cos \varphi)^2} \cdot R_{Strang} \quad (2.5)$$

Im letzten Ausdruck wird deutlich, dass die Höhe der Nennspannung einer Leitung mit der zweiten Potenz in den Nenner der Wirkleistungsverluste eingeht. Das bedeutet, dass durch Erhöhung der Nennspannung der Betrieb einer Leitung bei gleichbleibender Übertragungsleistung wirtschaftlicher wird, da die Wirkleistungsverluste entsprechend reduziert werden können.

2.2.3 Übertragungstechnologien

Elektrische Energieübertragungsnetze werden in Form verschiedener Übertragungstechnologien ausgeführt. Die gängigste und wohl auch bekannteste Technologie stellt in diesem Zusammenhang die klassische Freileitung dar. Die Übertragung mittels Erdkabel gewinnt jedoch mehr und mehr an Bedeutung. Diese beiden Übertragungstechnologien sollen hier jeweils kurz vorgestellt und anschließend hinsichtlich verschiedener Aspekte miteinander verglichen werden.

2.2.3.1 Freileitungen

Drehstrom-Freileitungssysteme bestehen aus zwei Grundkomponenten: Den Masten und den sogenannten Leiterseilen. Das Eigengewicht der Leiterseile in Kombination mit den weiten Entfernungen, welche sie zwischen den einzelnen Masten überspannen, führt zu einem nicht unerheblichen Durchhang. Dieser Durchhang erfordert bei kurviger Linienführung in entsprechend unebenen Gelände den Einsatz zweier unterschiedlicher Masttypen: Während die *Tragmasten* mit ihren senkrecht hängenden Isolatoren hauptsächlich die Gewichtskraft der Leiter in Richtung Erdoberfläche aufnehmen, müssen die *Abspannmasten*, welche schräge Isolatoren aufweisen, neben den vertikalen auch horizontal gerichtete Zugkräfte aufnehmen können. Beide Masttypen sind in Abbildung 2.10 zu erkennen: Der Mast im Vordergrund ist ein Abspannmast, während im Hintergrund ein Tragmast abgebildet ist. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 213]

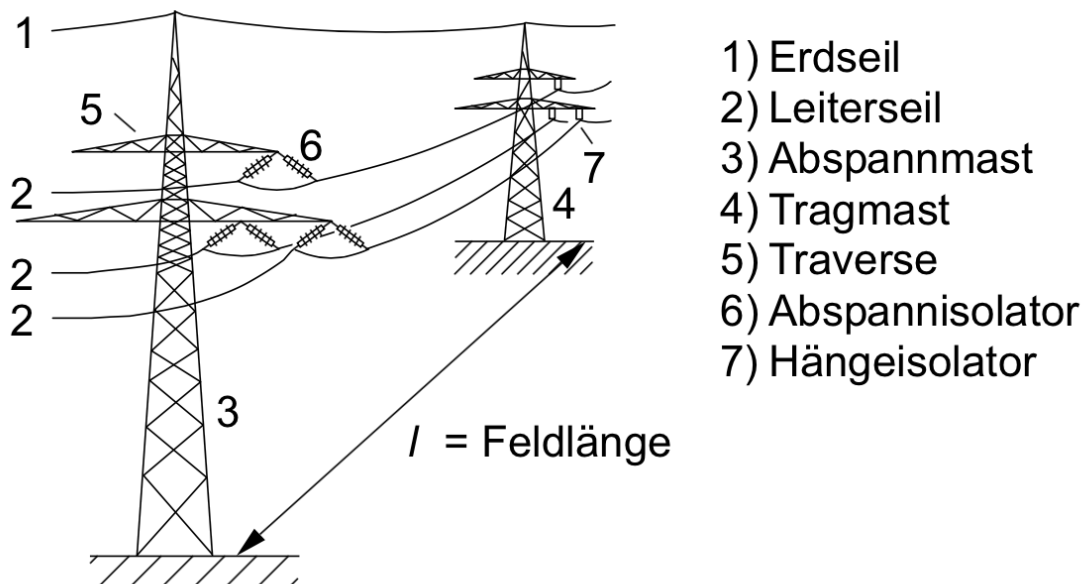


Abbildung 2.10: Unterschiedliche Masttypen eines Freileitungssystems: Abspannmasten (Vordergrund), Tragmasten (Hintergrund). [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 213]

Neben der oben angeführten Einteilung der verschiedenen Masttypen nach ihrer Funktion als Beitrag zur Trassenführung ist es auch möglich, Masten anhand ihrer Konstruktion zu unterscheiden, die auch als Mastbild bezeichnet wird. Unterschieden werden kann hierbei zwischen dem Einebenenmast (nur eine Quertraverse), dem Donaumast (zwei Ebenen, untere Traverse breiter als die obere), dem Tannenmast (drei Ebenen, untere Traverse am breitesten, oberste am kürzesten), dem Tonnenmast (drei Ebenen, mittlere Traverse länger als die beiden anderen) sowie diversen Sondermastbildern. Eine Auswahl üblicher Mastbilder ist in Abbildung 2.11 dargestellt. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 214]

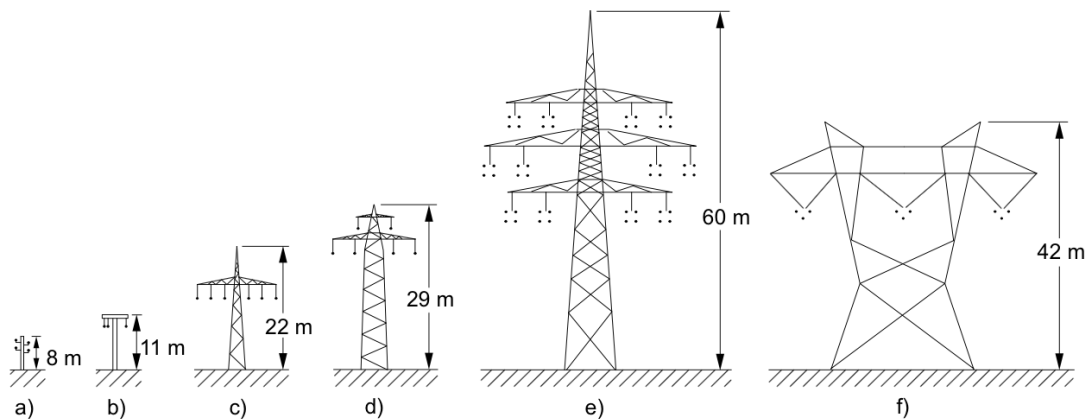


Abbildung 2.11: Auswahl unterschiedlicher Mastbilder: a) und b) Nieder- und Mittelspannungsmaste; c) Einebenenmast, 2 Systeme; d) Donaumast, 2 Systeme; e) Tonnenmast, 4 Systeme; f) Sondermastbild. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 214]

Die Leiterseile einer Freileitung setzen sich typischerweise aus verschiedenen Materialien zusammen: Als Strom leitendes Material verwendet man Aluminium beziehungsweise Aluminiumlegierungen. Um jedoch die großen Entfernungen zwischen den einzelnen Freileitungsmasten überspannen zu können, ist die Einarbeitung eines zugfesteren Seilkerns notwendig. Dieser Kern wird auch als Seele des Leiterseils bezeichnet und wird meist aus Stahl oder einem Verbundwerkstoff hergestellt. Das die Seele umschließende, leitende Aluminium wird zur Begrenzung von Wirbelstromeffekten aus mithilfe einer Oxidschicht gegeneinander isolierten Einzeldrähten gedreht. Die übereinanderliegenden Drahtschichten besitzen hierbei eine gegenläufige Orientierung, so dass sich die Magnetfelder entlang des Leiters kompensieren. Verschieden Ausführungsformen von Freileitungsseilen sind in Abbildung 2.12 dargestellt. [Crastan, 2015, Seite 166]

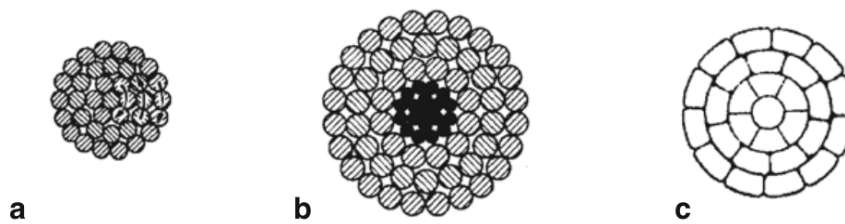


Abbildung 2.12: Verschiedene Freileitungsseile: a) Einfachseil; b) Aluminiumseil mit Stahlkern; c) Kompaktseil.[Crastan, 2015, Seite 166]

Im Höchstspannungsbereich ab 220 kV werden zumeist Bündelleiter eingesetzt. Hierbei setzt sich ein Leiter aus mehreren Teilleitern (=mehreren Seilen) zusammen, welche in regelmäßigen Abständen durch Distanzhalter zu Zweier-, Dreier- oder Viererbündeln verbunden sind. Zusätzlich zu den Leiterseilen einer Freileitung werden ab der 110kV-Ebene Erdseile am obersten Punkt der Freileitungsmasten geführt. Diese Erdseile werden zu den nächstgelegenen Umspannwerken geführt und dort mit einem Erder verbunden. Sie sollen vor Blitzeinschlägen schützen und den im Falle eines Netzfehlers über die Erde abfließenden Strom verringern. Außerdem werden in ihrem Kern meistens Glasfaserleitungen zur Datenübertragung geführt.

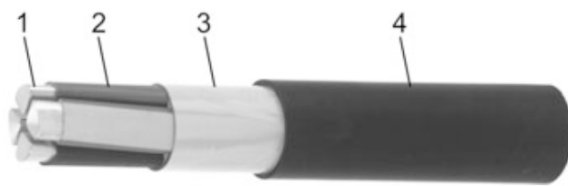
2.2.3.2 Kabel

Die Elektrizitätsübertragung mittels Erdkabeln findet vor allem im Nieder- und Mittelspannungsbereich Anwendung, da Ortsnetze gerne aus Gründen der Sicherheit und Ästhetik in dieser Technologie ausgeführt werden. In bestimmten Ballungsgebieten werden jedoch zum Teil auch 220kV und 380kV Höchstspannungskabel verwendet.

Als Leitermaterial kommt je nach Spannungsebene entweder Kupfer, Aluminium oder verschiedene Aluminium-Legierungen zum Einsatz. Ein Vergleich von Aluminium und Kupfer zeigt, dass eine Kupfer-Konstruktion bei gleichem ohmschen Widerstand mehr als das doppelte Gewicht der Aluminium-Konstruktion aufweist. Da der Kilopreis für Aluminium tiefer als jener für Kupfer ist, verursacht eine blanke Kupfer-Leitung bei gleichen Verlusten somit mehr als die doppelten Materialkosten als das Aluminium-Pendant. Dies erklärt auch, warum bei Freileitungen Aluminium als Leitermaterial verwendet wird. Beim Einsatz von Erdkabeln jedoch wirkt sich der erhöhte Querschnitt der Aluminiumleitung auch auf den Aufwand für Isolationsmaterial aus. Deshalb kommen bei entsprechend massiven Hochspannungskabeln Kupferleiter zum Einsatz, bei Mittel- und Niederspannungskabel werden beide Werkstoffe verwendet. [Crastan, 2015, Seite 165]

Der Aufbau der Kabelleitungen unterscheidet sich entsprechend der jeweiligen Spannungsebene:

Im Niederspannungsbereich werden die Kabel entweder als Dreileiterkabel mit konzentrischen Außenleitern (Nullleiter) oder als Vierleiterkabel (drei Phasen plus Neutraleiter) ausgeführt. Die Aluminium- oder Kupferleiter werden hierbei meist massiv/eindrätig und sektorförmig aufgebaut. Die einzelnen Adern besitzen jeweils eine eigene Isolierung (Aderisolierung), sind miteinander verdrillt und besitzen zusätzlich eine gemeinsame Umhüllung (Isolierung plus Mantel). Eine derartige Kabelkonstruktion ist in Abbildung 2.13 dargestellt. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 244]



- 1: Aluminiumleiter, eindrätig
- 2: Aderisolierung aus VPE oder PVC
- 3: gemeinsame Aderumhüllung
- 4: Mantel aus PE oder PVC

Abbildung 2.13: Vieradriges Niederspannungskabel mit sektorförmigen, massiven Leitern. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 244]

Im unteren Mittelspannungsbereich kann eine den Niederspannungskabeln ähnliche aufgebaute Dreileiterkonstruktion (im Mittelspannungsbereich kann generell auf den Neutraleiter verzichtet werden) mit oder ohne Feldsteuerung verwendet werden. Die Steuerung der drei elektrischen Felder erfolgt mittels Schirmung der einzelnen Adern. Dadurch kann eine Homogenisierung erreicht werden und die Gesamtfeldstärke ist niedriger als bei einem Kabel mit nur einer gemeinsamen Aderumhüllung. Die beiden Kabelkonstruktionen sind in Abbildung 2.14 dargestellt. [Crastan, 2015, Seite 168]

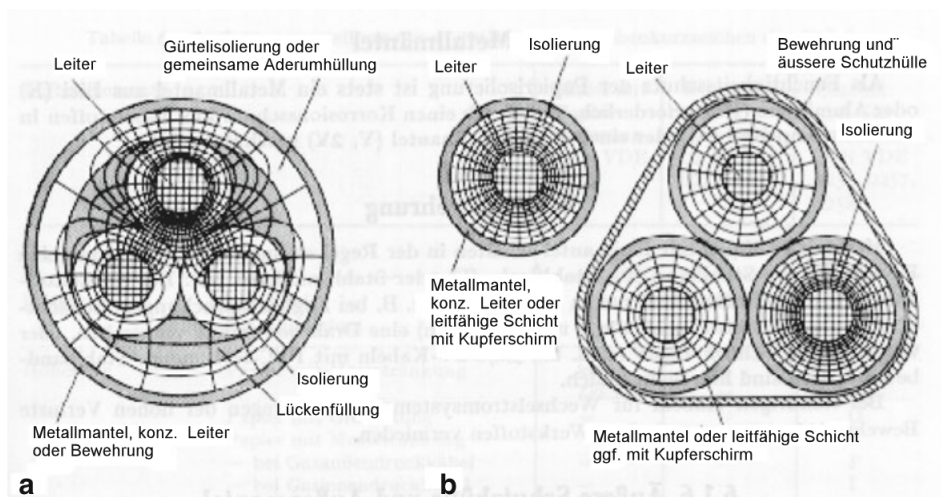


Abbildung 2.14: Kabelkonstruktionen für den unteren Mittelspannungsbereich: a) Gürtelkabel mit gemeinsamer Aderumhüllung; b) Radialfeldkabel mit separaten Aderschirmungen zur Feldsteuerung. [Crastan, 2015, Seite 169]

Im oberen Mittelspannungsbereich sowie auf der Hoch- und Höchstspannungsebene werden Erdkabel aus Gründen der Flexibilität (erleichtert die Verlegung) üblicherweise nur noch als Einleiterkabel ausgeführt. Im Unterschied zu dreiadrigen Ausführungen, bei denen sich die drei Magnetfelder im umgebenden Raum weitgehend aufheben, bildet sich in der Umgebung der einadrigen Kabel ein relativ starkes Magnetfeld aus. Dieses Magnetfeld verursacht Wirbelströme in Abschirmung/Mantel und dementsprechende Verluste. Der Aufbau eines Hochspannungskabels ist in Abbildung 2.15 dargestellt. [Crastan, 2015, Seite 169]

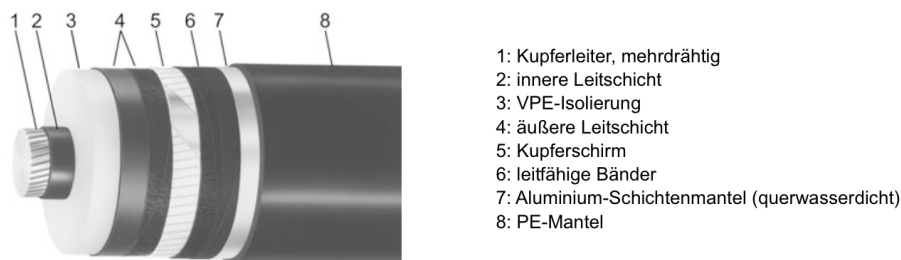


Abbildung 2.15: Aufbau eines Hochspannungskabels. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 247]

An dieser Stelle soll noch ein kurzer Nachtrag zum Thema Isoliermaterialien für Kabel gegeben werden: Früher wurden Erdkabel mit in einer Mischung aus Mineralöl und Harz getränktem Papier isoliert, diese Vorgehensweise wurde größtenteils durch Kunststoffisolation verdrängt. Die Aderisolierung besteht bei Niederspannungskunststoffkabeln meistens aus PVC (Polyvinylchlorid), in zunehmendem Maße wird hier jedoch auch VPE (vernetztes Polyethylen) eingesetzt, da es eine höhere Wärmebelastbarkeit aufweist. Die im Niederspannungsbereich übliche gemeinsame Aderumhüllung und der sie umschließende Mantel werden üblicherweise aus PVC und einer besonders widerstandsfähigen PVC-Mischung oder PE (Polyethylen) hergestellt. Der letztgenannte Kunststoff erweist sich hierbei als stärker mechanisch belastbar und weist außerdem eine geringere Kälteempfindlichkeit auf. Im Mittelspannungsbereich besteht die Aderisolierung fast immer aus VPE, da diese Material niedrigere dielektrische Verluste aufweist als PVC. Außerdem wird auch für den Mantel anstelle von PVC meistens PE verwendet, da hier weniger Wasser in das Kabel hineindiffundiert. Die soeben beschriebene Struktur von Mittelspannungskabeln findet sich auch bei der Ausführung im Hoch- und Höchstspannungsbereich wieder. Als Spezialform der Kabelübertragung sei hier außerdem kurz der gasisolierte Übertragungsleiter erwähnt, welche im Höchstspannungsbereich für kurze Strecken eingesetzt wird. Als Isoliergas kommt bei diesem Rohrleiter eine Mischung aus N_2 und SF_6 zum Einsatz, welche auch in Schaltanlagen verwendet wird. Für längere Strecken wäre diese Übertragungstechnologie allerdings erst bei sehr hohen Leistungen (über 1000 MVA) wirtschaftlich. [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 244]

2.2.4 Vergleich Freileitung versus Kabel

Elektrische Energieübertragung wurde von Beginn an mit Hilfe von Freileitungen realisiert, während die Übertragung mittels Erdkabel erst in 1970er-Jahren erstmals eingesetzt wurde. Wie schon im letzten Unterkapitel beschrieben, haben sich Kabelleitungen zur dominierenden Technologie für Ortsnetze (Mittel- und Niederspannungsebene) in städtischen Gebieten entwickelt, da hier eine Freileitung oft nicht praktikabel/ästhetisch/sicher oder allgemein nicht möglich wäre. Der Stromtransport über weite Strecken erfolgt jedoch weiterhin beinahe ausschließlich über Freileitungen. Im weiteren soll ein Vergleich der beiden Technologien für die Verwendung auf der Höchstspannungsebene angestellt werden, da es grundsätzlich möglich wäre, sämtliche Übertragungsleitungen kabelgebunden auszuführen (siehe [Schwab, 2015, Seite 460]). Als Quelle des nachfolgenden Vergleichs und seinen fünf Unterpunkten sei hier auf [Seidl und Heuke, 2014] verwiesen.

2.2.4.1 Konstruktion

Baulich gesehen haben beide Technologien sowohl Vor- als auch Nachteile. Eine typische 380kV-Freileitung benötigt rund 30 m Trassenbreite innerhalb eines 70 m breiten Schutzstreifens, welcher das Ausschwingen der Leiterseile bei Wind berücksichtigt. Eine Erdkabeltrasse für den Einsatz einer 380kV Doppelleitung erweist sich hier als schmaler. Sie benötigt eine Breite von etwa 20 bis 25 m, in der Bauphase jedoch bis zu 40 m. Die Kabeltrasse wird typischerweise in einer Tiefe von 1,5 m verlegt, was eine landwirtschaftliche Nutzung der Fläche darauf grundsätzlich ermöglicht. Bei Verlauf einer Kabeltrasse durch bewaldetes Gebiet ergibt sich jedoch ähnlich wie bei der Freileitung ein Rodungsstreifen, da die Trasse von tief verwurzeltem Bewuchs freigehalten werden muss. Die Verlegearbeiten einer Kabeltrasse stellen einen nicht zu unterschätzenden Eingriff in die vorhandene Bodenstruktur dar. Außerdem muss alle 700 bis 1000 m ein unterirdisches Muffenbauwerk eingeplant werden. Des Weiteren ist bei Kabelsystemen aufgrund des konstruktionsbedingt höheren Kapazitätsbelags der vermehrte Bau von entsprechenden Blindleistungskompensationsanlagen notwendig.

2.2.4.2 Umweltauswirkung

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die Umwelt unterscheiden sich beide Technologien erheblich voneinander. Der Fokus rund um die Diskussion bezüglich möglicher Netzausbauprojekte liegt meistens auf der optischen Beeinträchtigung der Landschaft durch Freileitungen. Hier ist eine Kabeltrasse deutlich dezenter. Auch bezüglich der Emission elektromagnetischer Felder ist die Freileitung im Nachteil, da sich diese Felder über den verwendeten Isolator Luft sehr gut ausbreiten können. Bei einer Kabelleitung dringen aufgrund der geerdeten Schirmung keinerlei elektrische Felder nach außen. Da jedoch die Kunststoffisolation auch eine gute thermische Isolation des Leiters bewirkt, können bei Kabeln mögliche Auswirkungen durch die Erhöhung der Bodentemperatur und eine dadurch verursachte Austrocknung des umgebenden Erdreichs nicht ausgeschlossen werden.

2.2.4.3 Lebensdauer

Hinsichtlich der Lebensdauer lässt sich noch kein allgemein gültiger Vergleich anstellen, da die Erfahrungswerte im Bereich Kabel fehlen. Grundsätzlich sind moderne VPE-Kabel und die dazugehörigen Muffen und Endverschlüsse aber auf eine technische Lebensdauer von mindestens 40 Jahren ausgelegt. Die technische Lebensdauer von Freileitungscomponenten liegt hingegen bei regelmäßiger Wartung bei rund 80 Jahren für die Stahlgittermasten (deren Beschichtung alle 25 bis 30 Jahre erneuert werden muss) sowie bei etwa 40 Jahren für die Leiterseile und Isolatoren.

2.2.4.4 Fehleranfälligkeit und Überlastfähigkeit

Aufgrund ihrer selbstheilenden Isolation (Luft) sind Freileitungen praktisch fehlertolerant und können im Falle eines Überschlags bereits nach einer kurzen Abschaltungsperiode von wenigen 100 Millisekunden wieder zugeschaltet werden. Die Fehlerhäufigkeit von Kabelsystemen ist auf Grund der Erdverlegung und der dadurch gegebenen Abschirmung von atmosphärischer Beeinflussung gegenüber der Freileitung deutlich geringer. Die Instandsetzungsdauer liegt jedoch im seltenen Fall eines Fehlerauftritts und der daraus resultierenden dauerhaften Zerstörung an der Fehlerstelle in der Größenordnung von Wochen.

Leiterseile von Freileitungen sind meist auf eine maximal zulässige Dauerbetriebstemperatur von 80 Grad Celsius ausgelegt. Günstige Wetterverhältnisse (niedrige Umgebungstemperatur, Wind) können jedoch zu einer vermehrten Kühlung der Leiterseile beitragen und erlauben somit den zeitweisen Betrieb oberhalb des Nennstroms. Eine systematische Ausnutzung dieses Effekts erlaubt den so genannten witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, welcher auch als Freileitungsmonitoring bekannt ist. Typische VPE-Kabel lassen eine maximal zulässige Dauertemperatur an der Leiteroberfläche von 90 Grad Celsius zu. Wie oben bereits erwähnt, weist die Kunststoff-Isolierung des Kabels jedoch auch einen stark thermisch isolierenden Effekt auf, was zur Folge hat, dass eine Überlastung einer Kabelleitung im Vergleich zur Freileitung ausgeschlossen ist.

2.2.4.5 Kosten

Die absoluten Kostenwerte je installiertem Kilometer Freileitung/Kabel schwanken je nach Quelle oft sehr weit. Als Richtwert für die Investitionskosten wird in Seidl und Heuke [2014] für ein Freileitungssystem etwa 1-1,4 Millionen € pro km angegeben. Ein ähnlicher Wert (1 Million € pro km) wird für Deutschland in *Freileitung oder Erdkabel - Hintergrundinformation* [2012] für das Jahr 2012 und in Oswald und L. Hofmann [2010] für das Jahr 2010 angeführt. In Großbritannien wird laut Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International [2012] dagegen mit durchschnittlich 2 Millionen € pro km kalkuliert (Berechnung siehe Anhang). Die Investitionskosten für eine Höchstspannungskabeltrasse betragen in beiden Fällen in etwa um das

zehnfache der Kosten der äquivalenten Freileitung. Die angegebenen Kosten können in jedem Fall je nach Situation, Hersteller und Geländebeschaffenheit auch deutlich höher liegen!

2.3 Rechtlicher Rahmen

Der folgende Abschnitt soll eine Einführung in die aktuellen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft im Bezug auf Übertragungsnetze und die sie betreibenden Unternehmungen geben. Die Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes sowie ihre Auswirkungen und Effekte sollen erklärt werden, außerdem soll ein Überblick über die heute angewandten Unternehmensformen gegeben werden. Zusätzlich sollen die hinter diesen Themen liegenden juristischen Grundlagen kurz erläutert werden. Als weiterführende Lektüre sei an dieser Stelle vor allem auf [Heuck, Dettmann und Schulz, 2013, Seite 491] und [Schwab, 2015, Seite 941] verwiesen.

2.3.1 Die öffentliche Stromversorgung im Wandel der Zeit

Der Betrieb der Stromnetze und darin inbegriffen auch der Betrieb der Übertragungsnetze hat in den letzten Jahrzehnten einen gravierenden Wandel durchlebt. Früher waren die Übertragungsnetze ein klassisches Monopol und ihr Betrieb in Staatshand. Im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte kam es jedoch zu grundlegenden Umstrukturierungen und Veränderungen in diesem Sektor.

2.3.1.1 Elektrizitätsversorgung als staatliches Monopol

Die öffentliche Stromversorgung war historisch betrachtet über die längste Zeit hinweg ein Monopol und in den meisten Fällen im vollständigen Besitz der öffentlichen Hand. Hierfür gibt es mehrere Gründe:

- Einerseits weißt eine zuverlässige, flächendeckende Energieversorgung große volkswirtschaftliche Bedeutung auf und liegt im Interesse des Gemeinwohls.
- Des Weiteren stellt das Netz ein *natürliches Monopol* dar. Dies liegt einerseits an der charakteristischen Leitungsgebundenheit von elektrischem Strom, andererseits an den hohen Investitionskosten und den benötigten Wegerechten.

Das heißt, dass die Stromversorgung durch ein einziges Unternehmen und dessen Netz für alle Strombezieher die günstigste Lösung darstellt. Ein Wettbewerb mehrerer Übertragungsnetzbetreiber und der Bau konkurrierender paralleler Netze wäre nicht sinnvoll beziehungsweise wirtschaftlich tragbar. So entwickelten sich im Laufe der Zeit kommunale, regionale oder nationale Energieversorger, die innerhalb ihrer Gebietsmonopole einer Versorgungspflicht nachzukommen hatten. Die Versorgungszonen dieser Unternehmungen waren vertraglich vereinbart und wurden auch als *Demarkationsgebiete* bezeichnet. Die Stromtarife für die Endverbraucher

unterliegen staatlicher Regulierung, somit konnten die Monopolgewinne begrenzt beziehungsweise die Ausnutzung der Monopolstellung durch der Energieversorgungsunternehmen verhindert werden. Diese wiesen eine so genannte *vertikale Integration* auf, waren also sowohl für die Produktion und/oder den Einkauf als auch für die Übertragung und die Verteilung der elektrischen Energie zuständig. [Schwab, 2015, Seite 12]

2.3.1.2 Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte

Neben unbestreitbaren organisatorischen Vorteilen wiesen vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen wie alle Monopole auch wesentliche Nachteile auf, beispielsweise ineffiziente Verwaltung oder fehlender Konkurrenzdruck bei Investitionsentscheidungen. In den 1980er Jahren kam es deshalb weltweit verstärkt zu Diskussionen über die Zweckmäßigkeit der bis dahin als selbstverständlich erachteten monopolistischen Struktur der öffentlichen Stromversorgung. Aus marktwirtschaftlicher Sicht sind nämlich nur die Übertragungs- und Verteilernetze als natürliches Monopol zu rechtfertigen, in den Bereichen Produktion, Handel und Absatz jedoch wird die Einführung von Wettbewerb als durchaus sinnvoll erachtet. Die Überlegung hierbei ist, dass ein wettbewerbsorientierter Elektrizitätsmarkt zu erhöhter Konkurrenz und einer damit verbundenen Wirtschaftlichkeitssteigerung zwischen mehreren Stromerzeugern und damit letztendlich zu niedrigeren Strompreisen für die Endverbraucher führen sollte. [Schwab, 2015, Seite 15]

Dieser Vorgang der Öffnung bisher monopolistischer Strukturen und die damit verbundene Einführung eines wettbewerbsorientierten Marktes wird als *Liberalisierung* oder auch *Deregulierung* bezeichnet. Pionierland bei der Umsetzung dieses Konzeptes war Chile, das bereits 1978 eine Liberalisierung des Elektrizitätssektors einleitete. Es folgten Großbritannien, Australien, Neuseeland, Teile der USA sowie Norwegen. Seit den 1990er Jahren ist der Liberalisierungsprozess des Strommarktes auch in Europa in vollem Gange. Dies soll langfristig zu einem wettbewerbsorientierten, grenzüberschreitenden innereuropäischen Elektrizitätsbinnenmarkt (es wird in diesem Kontext auch vom *Internal Energy Market* (IEM) gesprochen, siehe [Meeus, Purchala und Belmans, 2005]) führen. Für ausführliche Information bezüglich der geschichtlichen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sei der/die LeserIn auf Shoai Tehrani [2013] verwiesen.

2.3.2 Europäische Liberalisierung

2.3.2.1 Rechtliche Basis

Grundsätzlich erfolgt die Gesetzgebung innerhalb der EU mittels Verordnungen, Richtlinien, Beschlüssen sowie einigen anderen Rechtsakten. Während eine Verordnung in vollem Umfang in die jeweilige nationale Gesetzgebung übernommen werden muss, legt eine Richtlinie nur das zu erreichende Ziel fest. Die Einführung der zum Erreichen dieses Ziels notwendigen Rechtsvorschriften obliegt der nationalen Legislative der einzelnen Länder. Die europäische Umgestaltung der Elektrizitätswirtschaft begann mit dem Erscheinen der *EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EC*. Sie zielte langfristig auf eine freie Wahl der Elektrizitätskonsumenten bezüglich ihres Energieversorgungsunternehmens ab. Auch die dazu notwendige wirtschaftliche Entflechtung von Stromerzeugung, Übertragung und Verteilung (sie wird im Fachjargon als *Unbundling* bezeichnet) wurde durch diese Richtlinie vorbereitet. Die Entflechtung der Unternehmungen muss auf rechtlicher, operationeller, informationeller und buchhalterischer Ebene stattfinden. Die zweimalige Novellierung der europäischen Gesetzeslage, einerseits durch die *Richtlinie 2003/54/EC*, andererseits durch die *Richtlinie 2009/72/EC*, führte über einige notwendige Zwischenschritte (beispielsweise der Regelung des Netzzugangs Dritter) zu drei Möglichkeiten der Entflechtung. Des Weiteren wurden notwendige regulierende Institutionen erschaffen. Die verschiedenen Implementierungsmöglichkeiten der Entflechtung sowie die aktuelle Situation sollen im nächsten Abschnitt beleuchtet werden. [Schwab, 2015, Seite 17], [Lehmköster, ohne Datum]

2.3.2.2 Unbundling - Unternehmensmodelle

Wie bereits erwähnt, ist es für die Errichtung eines wettbewerbsorientierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes notwendig, die historisch gewachsenen, vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen aufzubrechen und die Übertragungsnetze beziehungsweise die Übertragungsnetzbetreiber daraus zu entflechten und ihnen Eigenständigkeit zu verschaffen. Dies kann laut europäischer Gesetzgebung auf drei verschiedene Arten durchgeführt werden:

- **(Full) Ownership Unbundling (OU):** Hierbei wird eine vollständige Herauslösung des Übertragungsnetzbetreibers herbeigeführt, der Übertragungsnetzbetreiber also durch einen Kauf des Unternehmens beziehungsweise der Anteilsmehrheit am Unternehmen dem Eigentum des Energieversorgers entzogen. Der Übertragungsnetzbetreiber operiert nach diesem Kauf als eigenständiges, souveränes Unternehmen und hat die operative Kontrolle über das Übertragungsnetz, welches auch sein Eigentum darstellt. Genauere Formulierungen bezüglich dieser Entflechtungsform sind den EU-Richtlinien im Artikel 9 zu entnehmen oder in *Commission staff working paper - Interpretative note on Directive 2009/72/EC* [2010, Seite 7] nachzulesen. Diese Form des Unbundling ist in der nachfolgenden Abbildung 2.16 dargestellt.

Ownership Unbundling (OU)

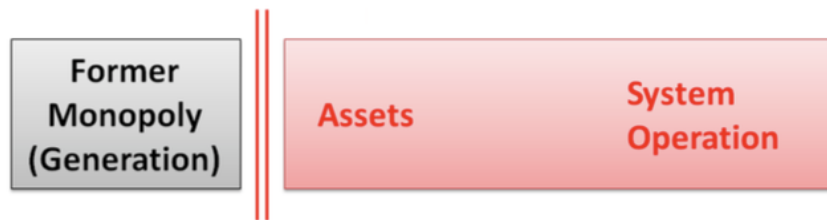


Abbildung 2.16: Prinzip des Ownership Unbundling (OU). [RTE France, ohne Datum, Seite 3]

- **Independent System Operator (ISO):** Der Übertragungsnetzbetreiber stellt auch hier ein eigenständiges Unternehmen im wirtschaftlichen und rechtlichen Sinne dar. Das Übertragungsnetz bleibt aber weiterhin Eigentum des vormals vertikal integrierten Energieversorgers. Der ISO wirkt hier also wie ein unabhängiger Treuhänder, der sich um den operativen Netzbetrieb kümmert, während die Netzbetriebsmittel in Form eines Tochterunternehmens beziehungsweise einer Netzeigentumsgesellschaft im Eigentum des integrierten Unternehmens verbleiben. Dies kann zu Konflikten bezüglich Investitionsentscheidungen kommen, da die Entscheidungsbefugnis über diese durchaus operativ relevanten Maßnahmen beim ISO liegt, während der Netzeigentümer ohne Mitspracherecht für alle Kosten aufkommen muss. Aus diesem Grunde ist das ISO-Modell betriebswirtschaftlich wenig attraktiv und erweist sich in der Praxis als organisatorisch problematisch. Die meisten Länder, die diese Entflechtungsform wählten, gaben sie deshalb bald wieder zu Gunsten eines anderen Modells auf (zum Beispiel Italien, Spanien, Griechenland, Ungarn oder Polen; siehe RTE France [ohne Datum, Seite 4] sowie Lehmköster [ohne Datum, Seite 12]). Die eben beschriebene Form des Unbundling ist in Abbildung 2.17 dargestellt.

ISO



Abbildung 2.17: Prinzip des Independent System Operator (ISO). [RTE France, ohne Datum, Seite 3]

- **Independent Transmission Operator (ITO):** Bei dieser dritten Möglichkeit der Entflechtung befindet sich das Übertragungsnetz im vollständigen Besitz des Übertragungsnetzbetreibers. Dieser stellt ein Tochterunternehmen des vertikal integrierten Energieversorgers dar, für das jedoch spezifische

Gesetze und Regelungen gelten. Die Muttergesellschaft, welche zwar eigentumsrechtlich gesehen im Besitz des Übertragungsnetzbetreibers und dessen Vermögens (die Netzbetriebsmittel werden durch das Anlagevermögen abgebildet) ist, hat im täglichen operativen Betrieb keinerlei Mitspracherecht. Die Investitionsentscheidungen des Übertragungsnetzbetreibers müssen nicht durch das übergeordnete Unternehmen, sondern durch den nationalen Regulator (siehe nächster Abschnitt) genehmigt werden. Außerdem herrscht auch beim Personal und den Finanzen strikte Trennung. So dürfen etwa die Führungskräfte des Übertragungsnetzbetreibers nicht aus dem Mutterunternehmen stammen, des Weiteren darf es keine Doppelanstellungen in Schwestergesellschaften geben. Das ITO-Konzept stellt somit im Wesentlichen eine verschärfte Ausprägung des in den vergangenen EU-Richtlinien beschriebenen Ausmaßes der allgemeinen organisatorisch/rechtlichen Entflechtung in Kombination mit regulatorischer Kontrolle dar. Diese Form des Unbundlings ist in der nachfolgenden Abbildung 2.18 dargestellt.

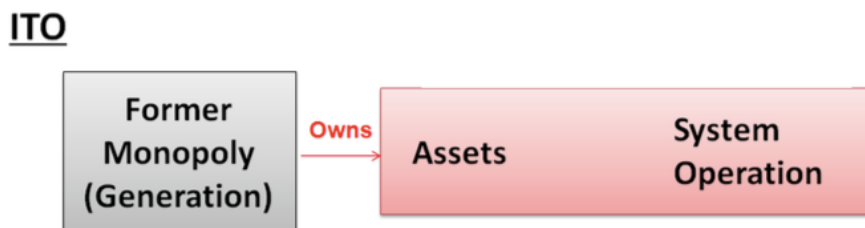


Abbildung 2.18: Prinzip des Independent Transmission Operator (ITO). [RTE France, ohne Datum, Seite 3]

Nach der individuellen Erläuterung der drei Unbundling-Konzepte soll an dieser Stelle in der nachfolgenden Abbildung 2.19 abschließend ein gesamteuropäischer Überblick über die Verteilung der jeweiligen Unternehmensmodelle gegeben werden. Wie bereits erwähnt, hat sich das ISO-Modell eindeutig am wenigsten durchsetzen können, da sich diese Variante in der Vergangenheit in der praktischen Umsetzung oft als problematisch beziehungsweise konflikträchtig herausgestellt hat. Daraus lässt sich schließen, dass der Betrieb eines Netzes und das Anlagenmanagement (Netzentwicklung sowie Instandhaltung) schwer zu trennen sind.

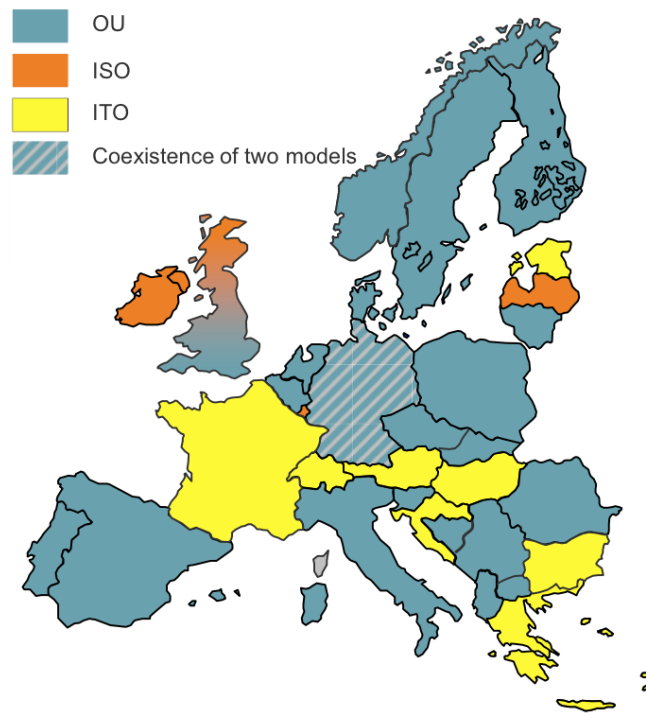


Abbildung 2.19: Auftreten der Unbundling-Möglichkeiten Ownership Unbundling (OU), Independent System Operator (ISO) und Independent Transmission Operator (ITO) in Europa. [RTE France, ohne Datum, Seite 3]

Kapitel 3

Geschichte des europäischen Verbundnetzes

Im folgenden Kapitel soll ein Überblick über die historische Entwicklung des europäischen Verbundnetzes gegeben werden. Die technischen und organisatorischen Entwicklungen sollen dargelegt werden, außerdem soll auf den aktuellen Stand sowie auf geplante zukünftige Szenarien eingegangen werden. Die Betrachtungen beginnen nach Ende des zweiten Weltkriegs, bezüglich früherer Information sei der/die LeserIn hier auf [Lagendijk, 2008, Seite 39] sowie [Walser und Wagner, ohne Datum, Seite 8] verwiesen.

3.1 Die Anfänge um die 1950er Jahre

Das heutige kontinentaleuropäische Verbundnetz hat seinen Ursprung in der Nachkriegszeit der späten 1940er Jahre. Nach dem Krieg mussten große Teile der europäischen Infrastruktur wieder aufgebaut werden, darunter auch Kraftwerke und Stromnetze. In diesem Zusammenhang wurde im Zuge des Marshall Plans von den 16 teilnehmenden Staaten sowie den Oberbefehlshabern der amerikanischen, britischen und französischen Besatzungsmächten 1948 die *Organisation for European Economic Cooperation* (**OEEC**) als Nachfolgerin des *Committee for European Economic Cooperation* (**CEEC**) gegründet. 1961 wurde die erstgenannte Organisation in die *Organization for Economic Cooperation and Development* (**OECD**) überführt. Die OEEC verfasste am 26. Dezember 1950 eine Empfehlung zur Gründung einer Organisation, welche die Produktion und den Transport elektrischer Energie innerhalb Europas koordinieren sollte. [Walser und Wagner, ohne Datum, Seite 9], [Lagendijk, 2008, Seite 121], [Bauer, Hoek und Vibert, 1976, Seite 15]

Die ursprüngliche Notwendigkeit zur Gründung von länderübergreifenden, koordinierenden Organisationen lag begründet in der im Verlauf des zweiten Weltkriegs immer stärker zunehmenden Ressourcenknappheit. Zu dieser Zeit stellte Kohle den meistgenutzten Primärenergieträger neben der Wasserkraft dar. Abgesehen von der optimalen Nutzung des Brennstoffs Kohle sollte außerdem eine verbesserte Koordination der Wasserkraftwerke erreicht werden und so in Zeiten niedriger Stromnachfrage eine Energieverschwendung in Form von überlaufenden Wehranlagen vermieden werden. [Bauer, Hoek und Vibert, 1976, Seite 7], [Walser und Wagner, ohne Datum, Seite 10].

Ein wichtiger Tag am Weg zu einem gesamteuropäischen Verbundnetz war der 23. Mai 1951. An diesem Tag gründeten Repräsentanten aus acht Ländern (Österreich, Bundesrepublik Deutschland, Belgien, Frankreich, Italien, Luxemburg, den Niederlanden und der Schweiz) unter dem Vorsitz des Vizepräsidenten der OEEC die *Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTE)*. 1954 wurde Satzung dieser organisatorischen Vereinigung so abgeändert, dass neben den oben genannten Gründungsstaaten noch weitere Länder hinzutreten konnten. [Bauer, Hoek und Vibert, 1976, Seite 16], [Walser und Wagner, ohne Datum, Seite 11]

In den 1950er Jahren kam es in Folge des Baus von länderübergreifenden Kuppelleitungen zum ersten gleichzeitigen Parallelbetrieb von Energieversorgungsunternehmen mehrerer Länder. Mitte der 1950er Jahre waren die Mitglieder der UCPTE in drei zueinander asynchronen Frequenzblöcken geschaltet (siehe Abbildung 3.1).

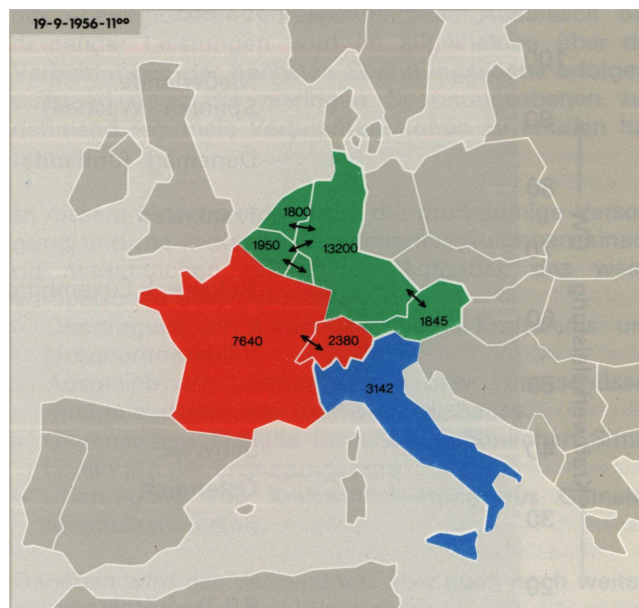


Abbildung 3.1: Asynchrone Frequenzblöcke des UCPTE-Netzes 1956. [UCPTE Jahresbericht 1976, Seite 51]

Das eigentliche Geburtsjahr des europäischen Verbundnetzes ist das Jahr 1958, denn in dieser Zeit entstand der „**Stern von Laufenburg**“: In Laufenburg in der Schweiz wurden auf der 220kV-Ebene erstmals die Netze der Länder Deutschland, Frankreich und der Schweiz synchron zusammengeschaltet, siehe Abbildung 3.2. Das Umspannwerk Laufenburg wurde dabei gesteuert von der „Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg“ (EGL). Auch heute noch spielt dieses Unternehmen eine wichtige Rolle bei der Steuerung des europäischen Elektrizitätsnetzes. Diese Zusammenschaltung stellte den ersten Schritt auf dem Weg hin zu einem synchronen Verbundnetz dar. Bis dahin bestand das UCPTTE-Netz noch aus asynchronen Teilgebieten beziehungsweise synchron parallel betriebenen Gebieten. Die Synchronisation aller Länder innerhalb der UCPTTE sollte innerhalb der nächsten sieben Jahre vollzogen sein. [IEE HISTORICAL MILESTONE - 50 Years Star of Laufenburg 2010, Seite 6], [Lagendijk, 2008, Seite 149], [UCPTTE Jahresbericht 1976, Seite 51]

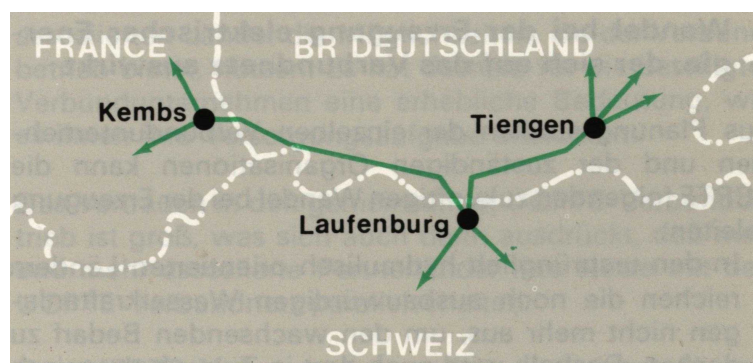


Abbildung 3.2: In Laufenburg in der Schweiz wurden der deutsche und der französische UCPTTE-Frequenzblock miteinander synchronisiert. [UCPTTE Jahresbericht 1976, Seite 51]

3.2 Organisationsgründungen der 1960er Jahre

Anfang der 1960er Jahre entwickelten sich einige Koordinierungsgruppen ähnlich der UCPTTE innerhalb Europas:

- 1962 schlossen sich Frankreich, Spanien und Portugal zur *Union Franco-Ibérique pour la Coordination de la Production et du Transport d'Électricité* (**UFIPTE**) zusammen.
- Im darauffolgenden Jahr wurde **NORDEL** gegründet, eine koordinierende Organisation auf dem Gebiet Norwegens, Schwedens, Finnlands und Teilen Dänemarks.
- Ebenfalls 1963 entwickelte sich unter der Schirmherrschaft des *Council for Mutual Economic Assistance* (**COMECON** bzw. **CMEA**), dem sozialistischen Gegenstück des CEER, das *Interconnected Power System* (**IPS**), ein Verbund der Stromnetze der Länder Ungarn, Polen, Rumänien, Bulgarien, der

Tschechoslowakei, der DDR und Teilen der Sowjetunion. Anders als im UCPTTE-Netz, in dem kein dauerhaftes Hauptquartier zur operativen Koordination existierte (bzw. die teilnehmenden Länder wechselten sich diesbezüglich ab), gab es hier mit der *Central Dispatching Organization (CDO)* eine zentrale Steuereinheit mit Sitz in Prag.

- Im Jahr 1964 schlossen sich die Länder Österreich, Italien, Ungarn und Jugoslawien zu der Vereinigung **SUDEL** zusammen.

Alle oben genannten Koordinierungsgruppen sind in Abbildung 3.3 dargestellt. Zum Abschluss der 1960er Jahre wurde außerdem 1969 der erste 380kV-Ring, welcher mehrere Länder umfasste (Deutschland, Frankreich, die Schweiz) in Betrieb genommen. [Lagendijk, 2008, 151 ff.], [Walser und Wagner, ohne Datum, Seiten 13, 27], [UCPTTE Jahresbericht 1976, Seite 51]

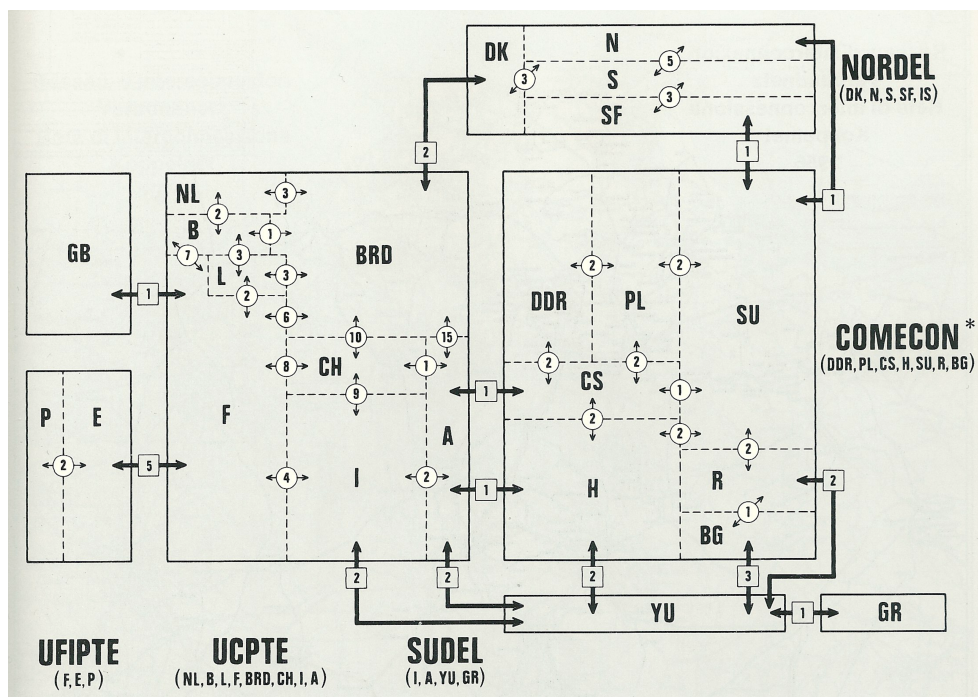


Abbildung 3.3: Die verschiedenen europäischen Koordinierungsgruppen Mitte der 1970er Jahre. [Bauer, Hoek und Vibert, 1976, Seite 59]

3.3 Stetige Entwicklung in den 1970ern und 1980ern

Bis zum April 1977 hatte sich der Parallelbetrieb der europäischen Netze neben den acht UCPTTE-Ländern auch auf die angrenzenden assoziierten Länder Portugal, Spanien, Jugoslawien und das Festland Dänemarks ausgeweitet. Das griechische Netz wurde versuchsweise parallel betrieben. Im Juli 1985 wurde eine Drehstromverbindung zu Albanien in Betrieb genommen. Seitdem wird auch dieses Netz versuchsweise parallel gefahren. Die Netze von Skandinavien, Großbritannien

(seit Januar 1986) sowie die dem IPS/CDO-System angehörigen, an die UCPTTE angrenzenden COMECON-Länder waren über Gleichstromverbindungen mit dem UCPTTE-Netz verbunden. [UCPTTE Jahresbericht 1985, Seite 51]

Im Jahr 1987 wurde die UCPTTE erweitert, indem die Staaten Spanien, Portugal, Griechenland und Jugoslawien zu vollwertigen Mitgliedern erhoben wurden, wenngleich auch davor schon länderübergreifende Verbindungsleitungen in Betrieb waren und sich Jugoslawien bereits seit 1975 im Parallelbetrieb zu Italien befand [Lagendijk, 2008, Seite 198]. Jedoch schon einige Jahre später zerfiel im Zuge des Balkankonflikts und des damit verbundenen Zerfalls Jugoslawiens das Netz der UCPTTE am dem 26. September 1991 in zwei asynchrone Zonen (siehe Abbildung 3.4).

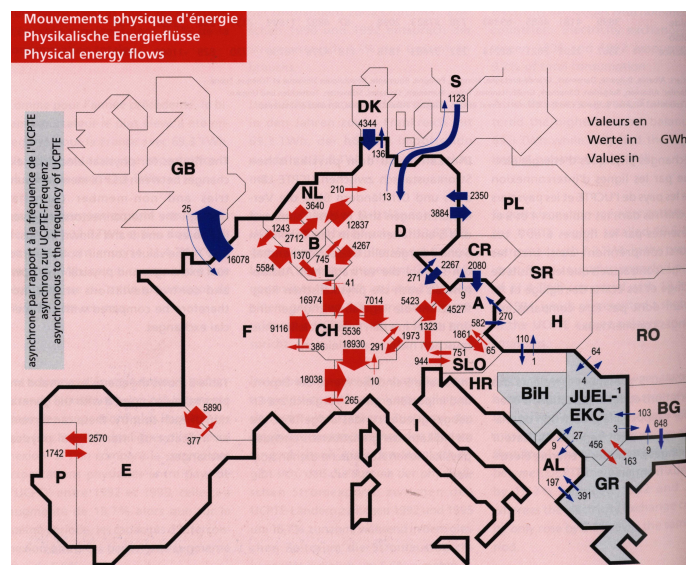


Abbildung 3.4: Stand des UCPTTE-Netzes 1995. Infolge der Jugoslawienkriege war die UCPTTE im Herbst 1991 in zwei Zonen zerfallen. [UCPTTE Jahresbericht 1995, Seite 40]

3.4 Umbruch der 1990er Jahre

Nach dem Zerfall der Sowjetunion Anfang der 1990er Jahre fiel auch das IPS/CDO-Verbundnetz nach und nach auseinander. Am 11. Oktober 1992 schlossen sich die osteuropäischen Netzgesellschaften von Polen, Tschechien, der Slowakei und Ungarn zu **CENTREL** zusammen, um sich gemeinsam auf den Anschluss an das UCPTTE-Netz vorzubereiten. Der versuchsweise Synchronschluss der beiden Verbundnetze erfolgte nach Überprüfung der technischen Voraussetzungen am 18. Oktober 1995. Im Herbst 1997 erfolgte der endgültige Zusammenschluss, womit CENTREL in die UCPTTE einging. Einen Monat zuvor, im September 1995, war das Netz der ehemaligen DDR erfolgreich in das UCPTTE-Netz eingegliedert worden [Walser und Wagner, ohne Datum, Seiten 32-35], [Lagendijk, 2008, Seite 203], [Crastan, 2015, Seite 9].

Im Jahr 1999 wurde die UCPTTE als Folge der fortschreitenden Liberalisierung des Strommarktes zur *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity* (**UCTE**) umgewandelt, da nun die Koordinierung der Produktion nicht mehr in den Aufgabenbereich der Organisation fiel. Die UCTE definierte sich somit neu als eine Vereinigung von kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreibern, deren Aufgabe es war, durch technische Zusammenarbeit einen möglichst stabilen Verbundbetrieb zu gewährleisten. Am 1. Juni 1999 wurden zwei weitere europäische Organisationen zur Koordination lokaler Gruppierungen von Übertragungsnetzbetreibern gegründet: (1) **ATSOI** ist ein Zusammenschluss der beiden irischen TSOs SONI und EirGrid (*ATSOI: Association of the Transmission System Operators of Ireland*). (2) **UKTSOA** stellt einen Zusammenschluss des britisch-walisischen TSOs *National Grid Electricity Transmission plc* und den beiden schottischen TSOs *Scottish Power Transmission Limited* sowie *Scottish Hydro Electric Transmission plc* dar (*UKTSOA: UK Transmission System Operators Association*) [ENTSO-E Homepage 2016]. Am 1. Juli 1999 gründeten die UCTE, ATSOI, UKTSOA und NORDEL die *Association of European Transmission System Operators* (**ETSO**). Während die einzelnen Organisationen sich mit der technischen Koordination der unter ihnen vereinigten TSOs und deren Übertragungsnetzen beschäftigte, zielte die ETSO auf die Schaffung eines gemeinsamen Strommarktes ab und befasste sich infolgedessen mit den ökonomischen und juristischen Fragen, die eine derartige Zusammenarbeit mit sich bringt. [Walser und Wagner, ohne Datum, Seite 35]

3.5 Vom Jahr 2000 bis zur Gegenwart

Die UCTE-Zone erweiterte sich im Sommer 2003 im Zuge des Anschlusses der Übertragungsnetze von Rumänien und Bulgarien von 22 auf 24 Mitgliedsländer. Im darauffolgenden Jahr konnten am 10. Oktober die beiden nunmehr seit 13 Jahren zueinander asynchronen Frequenzblöcke der UCTE wieder zusammenschaltet werden. Damit wurde ein synchroner Netzbetrieb des gesamten kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes möglich. Die Hauptleitungen, welche die Zusammenschaltung ermöglichten, sind in Abbildung 3.5 dargestellt. [Crastan, 2015, Seite 9]

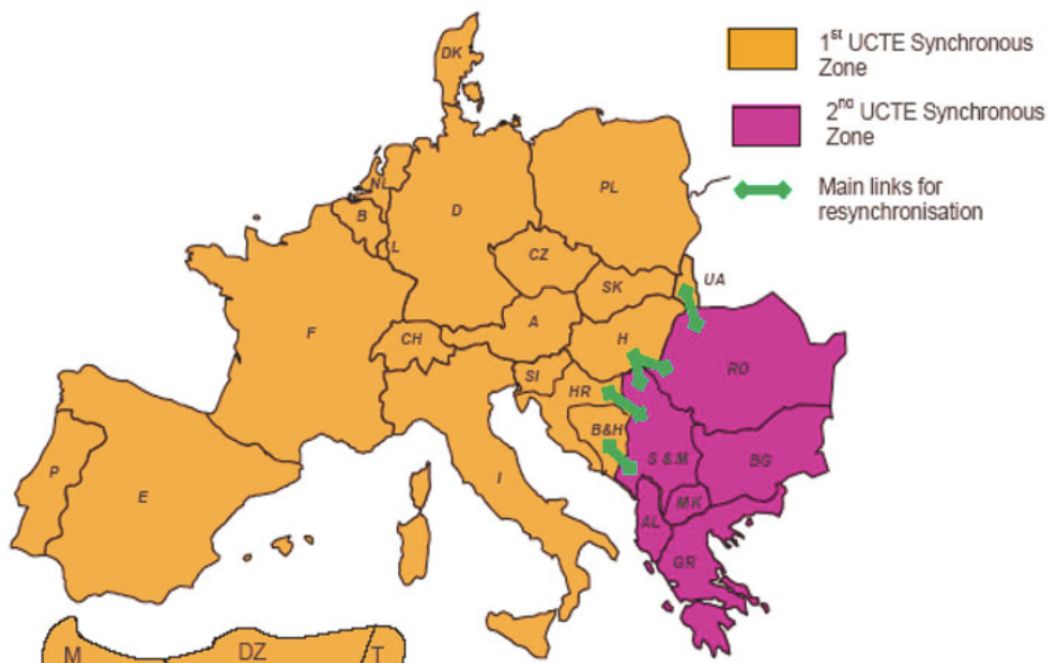


Abbildung 3.5: Die Resynchronisation der beiden im Zuge der Jugoslawienkriege entstandenen Frequenzblöcke erfolgte im Herbst 2004. [Crastan, 2015, Seite 9]

Am 30. März 2006 gründeten die Netzbetreiber der baltischen Länder Estland, Lettland und Litauen **BALTSO** (*Baltic Transmission System Operators*). Ziel dieser Organisation war, das Baltikum auf den notwendigen technischen Stand in puncto Versorgungssicherheit und Netzqualität zu bringen, um eine Eingliederung in das kontinentaleuropäische Verbundnetz zu ermöglichen. Am 1. Juli 2009 wurde BALTSO in die an diesem Tag gegründete **ENTSO-E** (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) eingegliedert. Dieser Tag markiert auch das offizielle Ende der ETSO und der UCTE, deren Aufgaben ebenfalls von der ENTSO-E übernommen wurden. [ENTSO-E Homepage 2016]

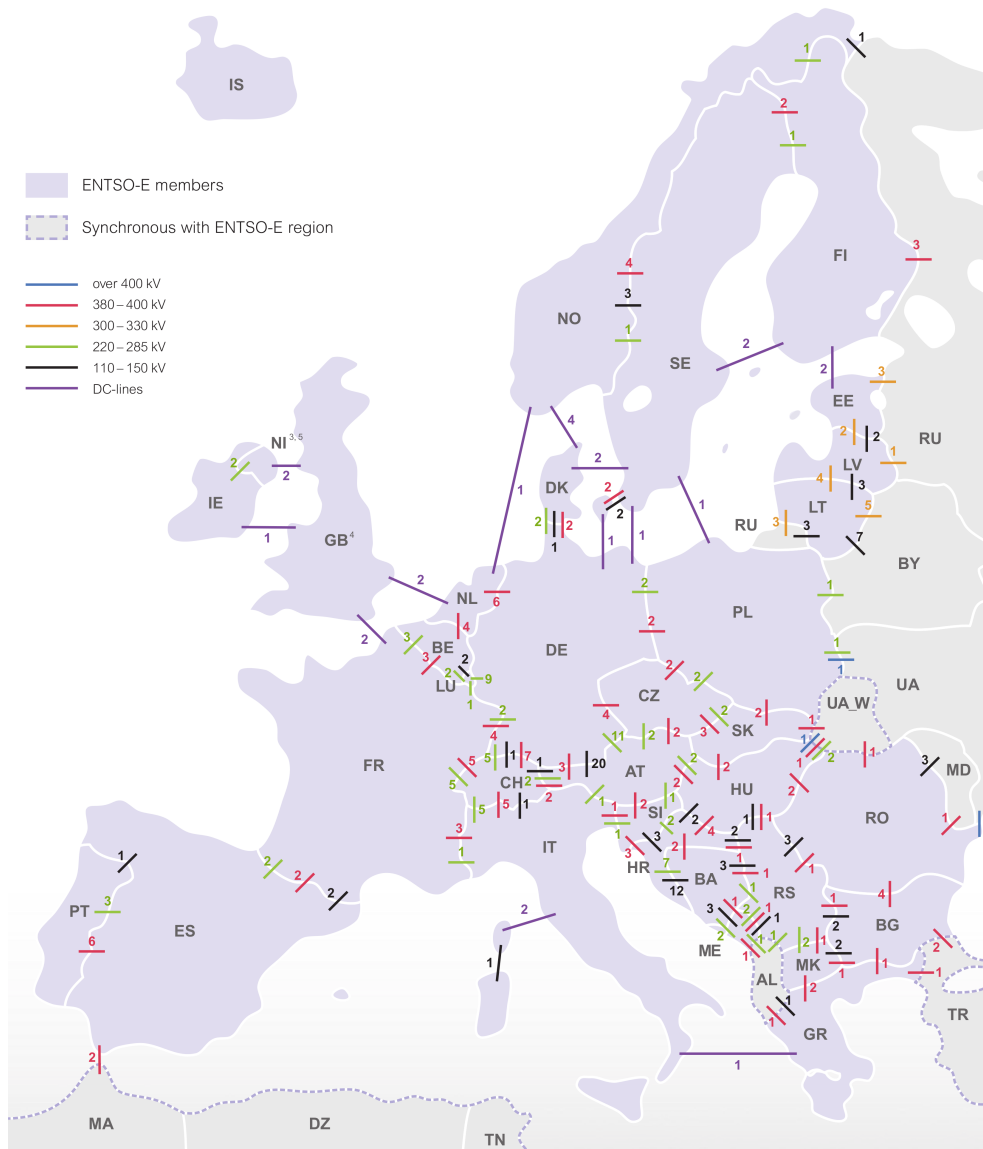


Abbildung 3.6: Aktueller Stand des ENTSO-E Verbundnetzes. [*Statistical Factsheet 2014 2014*, Seite 14]

Das Verbundnetz unter dem Dach der ENTSO-E hat sich in den bisher über 60 Jahren seiner Entwicklung von einem Zusammenschluss einiger weniger mitteleuropäischer Staaten zu einem kontinentalumspannenden synchronen Höchstspannungsnetz entwickelt, dessen Einfluss mittlerweile auch auf Afrika und Asien übergreift (siehe Abbildung 3.6). Bereits im Jahr 1998 wurde eine Wechselstrom-Verbindungsleitung an der Straße von Gibraltar in Betrieb genommen, welche die Netze von Spanien und Marokko verbindet [Walser und Wagner, ohne Datum, Seite 35]. Auch der Anschluss der Türkei an das ehemalige UCPT-Verbundnetz wurde schon 1975 angestrebt. Dieses Ziel konnte am 18. September 2010 insoweit erreicht werden, als dass zu diesem Zeitpunkt das türkische Netz in einem Probebetrieb an das ENTSO-E-Netz angeschlossen wurde und seither synchron betrieben wird [Crastan und Westermann, 2012, Seiten 137, 152]. Diese beiden genannten

Netzerweiterungen sollen in weiterer Folge den Ausbau eines Mittelmeer-Ringes ermöglichen, welcher als Langzeitziel diskutiert beziehungsweise angestrebt wird. Dieser Ring würde sich vom westlichen Nordafrika über Libyen, Ägypten, Jordanien und Syrien bis hin zur Türkei erstrecken und sich dort wieder mit dem kontinentaleuropäischen Netz schließen (siehe Abbildung 3.7) [Schwab, 2015, Seite 44].



Abbildung 3.7: Geplanter Mittelmeerring, welcher einen Verbundbetrieb aller Länder rund um das Mittelmeer ermöglichen könnte. [Schwab, 2015, Seite 44]

Kapitel 4

Praktischer Teil

Im folgenden Teil dieser Diplomarbeit soll auf die geleistete praktische Forschungsarbeit eingegangen werden. Diese beinhaltet die Erstellung mehrerer Modelle zur Abschätzung des Anlagevermögens der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Neben der eigentlichen Erklärung der entwickelten Modelle soll auf einige Grundsätze und Annahmen der Modellbildung sowie auf die verwendete Datenbasis eingegangen werden. Das Anlagevermögen beziehungsweise dessen bisheriger zeitlicher Verlauf soll so auf Basis historischer Netzentwicklungsdaten modelliert werden. Des Weiteren sollen auch einfache Möglichkeiten zur Modellierung zukünftiger Szenarien mit eingebunden werden.

4.1 Einleitung

Zu Beginn dieses Kapitels soll erklärt werden, was die Hauptmotivation zur Erstellung von Modellen, mit denen das Anlagevermögen eines Übertragungsnetzbetreibers abgeschätzt werden kann, darstellt. Es sollen Grundsätze der Modellbildung erläutert werden sowie auf die mathematischen Grundlagen, die verwendeten Berechnungsalgorithmen, getroffenen Annahmen und die verwendete Datenbasis eingegangen werden. Anschließend soll die konkrete Implementierung der beiden letztendlich realisierten Modelle beschrieben werden. Es folgen konkrete Berechnungsbeispiele am Beispiel der Länder Österreich, Finnland und Italien, welche die Anwendung dieser Modelle zeigen. Zum Abschluss dieses Kapitels soll ein Fazit und ein Ausblick gegeben werden, in denen die Erkenntnisse der durchgeführten Modellbildung sowie etwaige Verbesserungsvorschläge und Ideen bezüglich zukünftiger wissenschaftlicher Arbeiten, welche sich mit den im Zuge dieser Diplomarbeit beleuchteten Themengebieten beschäftigen, zum Ausdruck gebracht werden sollen.

4.1.1 Hauptziele und Zweck der Modellierung

Die Hauptmotivation zur Modellierung des Anlagevermögens der europäischen Übertragungsnetzbetreiber war, die Unternehmungen, welche das europäische Höchstspannungsnetz betreiben, anhand der materiellen Realität wirtschaftlich beurteilen zu können. Es soll ermöglicht werden, den nationalen Übertragungsnetzen konkrete und realitätsnahe Geldwerte zuzuordnen. Außerdem soll so in weiterer Folge die Möglichkeit geschaffen werden, etwaige auftretende Investitionslücken in der Gegenwart oder in der Zukunft aufdecken zu können.

4.1.2 Grundsätze der Modellbildung

Die konkrete Modellierung des Anlagevermögens der Übertragungsnetzbetreiber wurde durch ein Excel-Modell mit iterativem Berechnungsschema realisiert. Zum Zweck der möglichen Weiterentwicklung und eventueller späterer Integration in das Simulationsmodell ATLANTIS (siehe [Gutschli u. a., 2009]) wurde ein Zeithorizont bis zum Jahr 2040 implementiert. Dieser kann jedoch aufgrund der iterativen Natur des Modells relativ leicht erweitert werden. Die Simulation stützt sich hierbei auf historische Netzdaten und bezieht in den an späterer Stelle beschriebenen verschiedenen Ausprägungen beziehungsweise Versionen auch eventuelle zukünftige Entwicklungen mit ein.

Der allen Modellvarianten zugrunde liegende mathematische Berechnungsalgorithmus kann folgendermaßen beschrieben werden: Das Anlagevermögen eines Übertragungsnetzbetreibers in einem beliebigen Jahr berechnet sich aus dem Anlagevermögen des Vorjahres plus dem Wert der im entsprechenden Jahr in Betrieb gegangenen neuen Anlagen minus der in diesem Jahr anfallenden Gesamtab-schreibung. Der Wert des Anlagenzuwachses berechnet sich aus der Trassenlänge der neu gebauten Leitungen in Kilometer, welche mit den notwendigen Investitionskosten pro Kilometer bewertet werden. Die historischen Investitionskosten berechnen sich anhand der aktuell gültigen Investitionskosten für Höchstspannungsanlagen, die über einen speziellen Anlagenpreisentwicklungsindex für die Elektrizitätswirtschaft in die Vergangenheit zurückgerechnet werden.

4.1.3 Mathematische Ausformulierung

Nachfolgend sollen die zuvor genannten Zusammenhänge ausformuliert und die mathematischen Grundlagen des iterativen Modells beschrieben werden:

Gleichung 4.1 beschreibt die iterative Berechnung des Anlagevermögens: Das Anlagevermögen des vorangegangenen Jahres wird um die Zugänge (welche durch Neubauten verursacht werden) erweitert und um die Abschreibungen vermindert.

$$AV_{n+1} = AV_n + AV_{neu_n} - Afa_n \quad (4.1)$$

Aus Gleichung 4.2 geht hervor, dass sich der Zuwachs an Anlagevermögen während eines Jahres aus Zubau mal den spezifischen Investitionskosten ergibt. Der Zubau gliedert sich hierbei in Leitungszubau (unterteilt in Hochspannungsleitungen und Kabelleitungen) und Zubau an Umspannwerken. Der Leitungszubau ergibt sich als Kilometerdifferenz zum nachfolgenden Jahr.

$$\begin{aligned} AV_{neu_n} &= AV_{neuOHL_n} + AV_{neuCbl_n} + AV_{neuUSW_n} \\ &= OHL_{Zubau_n} \cdot K_{OHL} + Cbl_{Zubau_n} \cdot K_{Cbl} + USW_{Zubau_n} \cdot K_{USW} \\ &= \underbrace{(OHL_{km_{n+1}} - OHL_{km_n}) \cdot K_{OHL}}_{\text{Zubau Freileitung}} + \underbrace{(Cbl_{km_{n+1}} - Cbl_{km_n}) \cdot K_{Cbl}}_{\text{Zubau Kabel}} \\ &\quad + \underbrace{(USW_{n+1} - USW_n) \cdot K_{USW}}_{\text{Zubau Umspannwerke}} \quad (4.2) \end{aligned}$$

Gleichung 4.3 zeigt die Zusammensetzung der Gesamtabschreibung für ein beliebiges Jahr. Hierbei werden alle einzelnen Jahresabschreibungen summiert über einen Zeitraum, der durch die Nutzungsdauer der Anlagen festgelegt wird.

$$\begin{aligned} Afa_n &= \frac{AV_{neuOHL_{n-1}}}{ND_{OHL}} + \frac{AV_{neuCbl_{n-1}}}{ND_{Cbl}} + \frac{AV_{neuUSW_{n-1}}}{ND_{USW}} + \frac{AV_{neuOHL_{n-2}}}{ND_{OHL}} + \frac{AV_{neuCbl_{n-2}}}{ND_{Cbl}} \\ &\quad + \frac{AV_{neuUSW_{n-2}}}{ND_{USW}} + \dots + \frac{AV_{neuOHL_{n-ND}}}{ND_{OHL}} + \frac{AV_{neuCbl_{n-ND}}}{ND_{Cbl}} + \frac{AV_{neuUSW_{n-ND}}}{ND_{USW}} \quad (4.3) \end{aligned}$$

wobei

- AV : Anlagevermögen des betrachteten Übertragungsnetzbetreibers
- n : Jahresindex
- AV_{neu_n} : im Jahr n neu hinzugekommenes Anlagevermögen
- Afa_n : Gesamtabschreibung (Summe der ordentlichen Abschreibungen aller Anlagegüter) im Jahre n
- OHL_{km} : Freileitungskilometer (OHL = Overhead Line)
- Cbl_{km} : Kabelkilometer (Cbl = Cable)
- USW : Anzahl der Umspannwerke
- K_{OHL} : Investitionskosten des iterierten Jahres pro Freileitungskilometer
- K_{Cbl} : Investitionskosten des iterierten Jahres pro Kabelkilometer
- K_{USW} : Investitionskosten des iterierten Jahres pro Umspannwerk
- ND_{OHL} : Gewöhnliche Nutzungsdauer für Freileitungen
- ND_{Cbl} : Gewöhnliche Nutzungsdauer für Kabelleitungen
- ND_{USW} : Gewöhnliche Nutzungsdauer für Umspannwerke

4.1.4 Getroffene Annahmen

Im Zuge der Implementierung des Excel-Modells wurden einige Annahmen getroffen, die die mathematische Berechnung erleichtern sollten. Diese Annahmen sollen an dieser Stelle aufgeführt und danach näher beschrieben werden:

1. Das Anlagevermögen der Übertragungsnetzbetreiber besteht aus Freileitungen, Umspannwerken und in manchen Fällen auch Kabelleitungen.
2. Die Iterationsschritte der Simulation betragen ein oder fünf Jahre.
3. Die Anzahl der technischen Anlagen eines Übertragungsnetzbetreibers kann nur wachsen.
4. Stichtag der Berechnung ist jeweils der Jahreserste.

Ad 1: Erstens sei angenommen, dass sich das Anlagevermögen der betrachteten Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich nur aus zwei Komponenten zusammensetzt, nämlich aus Leitungen und Umspannwerken. Höchstspannungsleitungen, die als Kabelsysteme ausgeführt sind, wurden bei manchen durchgeführten Berechnungen vernachlässigt, da diese Leitungen nur einen sehr kleinen Teil des Übertragungsnetzes darstellen, außerdem waren diesbezügliche technische Daten von allen europäischen Ländern nur für Österreich und hier nur ab dem Jahr 2003 zu beschaffen (siehe [Energie-Control Austria, 2015a]). Die Möglichkeit, Kabelsysteme in die Berechnungen miteinzubeziehen, wurde jedoch in der Implementierung teilweise berücksichtigt.

Ad 2: Die Iteration der durchgeführten Berechnungen wird jährlich beziehungsweise in Fünf-Jahres-Schritten wiederholt und bis zum Jahr 2040 fortgesetzt. Aufgrund der angewandten Berechnungsmethode kann dieser Zeithorizont jedoch beliebig verlängert werden.

Ad 3: Es wurde weiters die Annahme getroffen, dass die Anzahl der technischen Anlagen im Simulationsmodell nur zunehmen oder gleich bleiben, niemals aber abnehmen kann. Dies spiegelt den kontinuierlich fortschreitenden Ausbau der Höchstspannungsnetze seit dem Beginn der Elektrifizierung wieder. Der Wert des Anlagevermögens kann zwar abnehmen, nicht aber die Anzahl der installierten Leitungskilometer oder Umspannwerke. Eine andere Formulierung dieser Annahme ist, dass im Modell keine außergewöhnliche Abschreibung (wie sie etwa durch eine vorzeitige Anlagenstilllegung verursacht werden könnte) auftritt, sondern sich die jeweilige Gesamtabschreibung nur aus der Summe der gewöhnlichen Abschreibungen der in der Vergangenheit in Betrieb genommenen Anlagen zusammensetzt.

Ad 4: An dieser Stelle soll auf die in der iterativen Berechnung verwendeten Stichtage und zeitlichen Bezüge eingegangen werden. Das in Gleichung 4.1 berechnete Anlagevermögen AV_{n+1} stellt das Anlagevermögen am 1.1.n+1 dar. Die

während eines Iterationsschrittes neu hinzugekommenen Anlagen werden innerhalb des Modells im ersten Halbjahr des betrachteten Jahres in Betrieb genommen. Es kommt also im Jahr der Inbetriebnahme bereits zu einer vollen ordentlichen Jahresabschreibung. Die Gesamtsumme aller im jeweiligen betrachteten Jahr vorzunehmenden ordentlichen Abschreibungen wird mittels einer Rückrechnung über die entsprechenden Anlagennutzungsdauern berechnet. Stichtag für den neuen und den vorhergegangenen Wert des Anlagevermögens ist also jeweils der Jahreserste (also der Anfang einer Iterationsperiode), die berücksichtigten Zu- und Abgänge des Vermögens treten während einer Iterationsperiode auf.

4.2 Datenbasis

An dieser Stelle soll auf die dem Berechnungsmodell zugrunde liegende Datenbasis eingegangen werden. Die durchgeführte Modellbildung erforderte einerseits technische Daten wie etwa solche, die die historische Netzentwicklung in den verschiedenen europäischen Ländern beschreiben, sowie andererseits Informationen wirtschaftlicher Natur, etwa die Langzeitentwicklung des Bruttoinlandsproduktes pro Kopf der entsprechenden Länder. Zusätzlich waren noch gewisse fachspezifische Datenreihen vonnöten, wie etwa die Anlagenpreisentwicklung in der Energiewirtschaft oder der Berganteil der verschiedenen Länder Europas. Die Details all jener Informationen, ihre Beschaffung, Auswertung und ihr Einsatz sollen nachfolgend beschrieben werden.

4.2.1 Historische Netzentwicklung

Die derzeitigen technischen Netzdaten beziehungsweise der aktuelle Ist-Zustand der Höchstspannungsnetze ist in den meisten Fällen entweder auf der Homepage oder im aktuellen Geschäftsbericht des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers hinreichend beschrieben. Große Schwierigkeiten ergaben sich im Zuge der Diplomarbeit jedoch beim Versuch, historische Daten zur Netzentwicklung der letzten Jahrzehnte zu finden. Im Laufe zahlreicher persönlicher Korrespondenzen via E-Mail stellte sich heraus, dass die meisten Übertragungsnetzbetreiber derlei Daten entweder geheim halten wollen oder zumindest keine detaillierte Auflistung in Form von Jahresreihen besitzen. Letzten Endes konnten hinreichend genaue Daten solcher Art für sechs europäische Länder beschafft werden: Österreich, Ungarn, Tschechien, Portugal, Spanien und Kroatien. Nachfolgend soll auf die Quellen dieser länderspezifischen Informationen eingegangen werden, wobei es sich hier in manchen Fällen um verschiedene Quellen für die historische Entwicklung der Systemlängen und des Umspannwerksparks handelt. Aus diesem Grunde werden die Quellangaben von technischen Daten bezüglich Leitungslängen und Umspannwerken hier gesondert beschrieben.

4.2.1.1 Systemlängen des Freileitungsnetzes in Kilometer

- **Österreich:** Die historische Entwicklung der dem Höchstspannungsnetz angehörigen Spannungsebenen wird vom nationalen Regulator **E-Control** in Form von Jahresreihen beschrieben. Beginn der Aufzeichnungen ist das Jahr 1950. Siehe [Energie-Control Austria, 2015a].
- **Portugal:** Die historischen Systemlängen konnten hier über eine persönliche E-Mail-Korrespondenz mit dem *Communication and Sustainability Office* des Übertragungsnetzbetreibers **REN** (*Redes Energeticas Nacionais*) beschafft werden (*comunicacao@ren.pt*). Diese historischen Aufzeichnungen beginnen im Jahr 1975.
- **Tschechien:** Die Entwicklung des tschechischen Übertragungsnetzes wird auf der Homepage des nationalen Übertragungsnetzbetreibers **CEPS** interaktiv grafisch dargestellt, siehe [*Evolution des tschechischen Übertragungsnetzes* 2015]. Der dargestellte Zeitraum beginnt hier im Jahr 1951.
- **Ungarn:** Der nationale Übertragungsnetzbetreiber **MAVIR** veröffentlicht in regelmäßigen Abständen eine Zusammenfassung statistischer Daten des ungarischen Höchstspannungsnetzes, diese beinhaltet auch eine historische Entwicklung der Systemlängen, beginnend ab dem Jahr 1955, siehe [Hungarian energy and public utility regulatory authority und Mavir Hungarian independent transmission operator company LTD., 2013, Seite 66].
- **Kroatien:** Die historische Entwicklung des kroatischen Höchstspannungsnetzes und des zugehörigen Umspannwerksparks ab dem Jahr 1950 konnte mit freundlicher Hilfe von Herrn Slavko Boronjek (Angestellter des nationalen Übertragungsnetzbetreibers **HOPS**) durch persönliche Korrespondenz via E-Mail (*Slavko.Boronjek@hops.hr*) in Erfahrung gebracht werden.
- **Spanien:** Wie im Falle Ungarns veröffentlicht der spanische Übertragungsnetzbetreiber **REN** (*Red Electrica de Espana*) einen jährlichen technischen Bericht über das spanische Höchstspannungsnetz, siehe [REN - Redes Energeticas Nacionais, 2012]. Dieser enthält auf Seite 75 eine Zusammenfassung der historischen Netzentwicklung ab dem Jahr 1975.

4.2.1.2 Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke

Zur Abschätzung der historischen Entwicklung der in Betrieb befindlichen nationalen Umspannwerke auf Höchstspannungsebene wurde in den meisten Fällen auf offizielle Verbundnetz-Karten der UCPT/UCTE/ENTSO-E zurückgegriffen. Diese historischen Karten aus den Jahren 1956, 1966, 1974, 1984, 1994, 2003, 2008 und 2014 konnten mit Hilfe von Herrn Philippe Lagarrigue (ENTSO-E Servicedesk-Mitarbeiter) via persönlicher E-Mail-Korrespondenz (*servicedesk@entsoe.eu*) beschafft werden.

- **Österreich:** Aufgrund der Tatsache, dass die Umspannwerke des österreichischen Höchstspannungsnetzes in den Jahresreihen von [Energie-Control Austria, 2015a] nicht enthalten sind, wurde auf die offiziellen UC(P)TE/ENTSO-E-Karten zurückgegriffen, die eingezeichneten Umspannwerke zu den gegebenen Jahren abgezählt und deren Entwicklung interpoliert. Die Karte aus

dem Jahr 1956 konnte hierbei nicht verwendet werden, da Österreich auf dieser Karte nur teilweise eingezeichnet ist.

- **Portugal:** Gleicher Fall wie bei Österreich.
- **Tschechien:** Die Entwicklung der tschechischen Umspannwerke war in der Online-Anwendung des Übertragungsnetzbetreibers **CEPS** enthalten, siehe [*Evolution des tschechischen Übertragungsnetzes 2015*].
- **Ungarn:** Im ungarischen Falle konnten keinerlei Daten bezüglich der Entwicklung der Umspannwerke gefunden werden, da diese weder in der statistischen Broschüre des nationalen Übertragungsnetzbetreibers MAVIR enthalten, noch Ungarn auf den Karten von UC(P)TE/ENTSO-E bis zum Jahr 1994 vollständig eingezeichnet ist.
- **Kroatien:** Die historische Entwicklung der Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke wurde gemeinsam mit Systemlängen des Freileitungsnetzes vom kroatischen Übertragungsnetzbetreiber **HOPS** durch Herrn Slavko Boronjek zur Verfügung gestellt.
- **Spanien:** Gleicher Fall wie bei Österreich und Portugal.

Die aus den offiziellen UC(P)TE/ENTSO-E ausgelesenen Werte bezüglich der Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke wurde in Excel mit Hilfe von kubischen Splines interpoliert und danach auf ganze Zahlen gerundet. Damit konnte eine Glättung des Kurvenverlaufs erzielt werden und somit ein der Realität eventuell nicht entsprechender sprunghafter Anstieg der Anzahl der Umspannwerke vermieden werden. Siehe hierzu auch Abbildung 4.1 und 4.2.

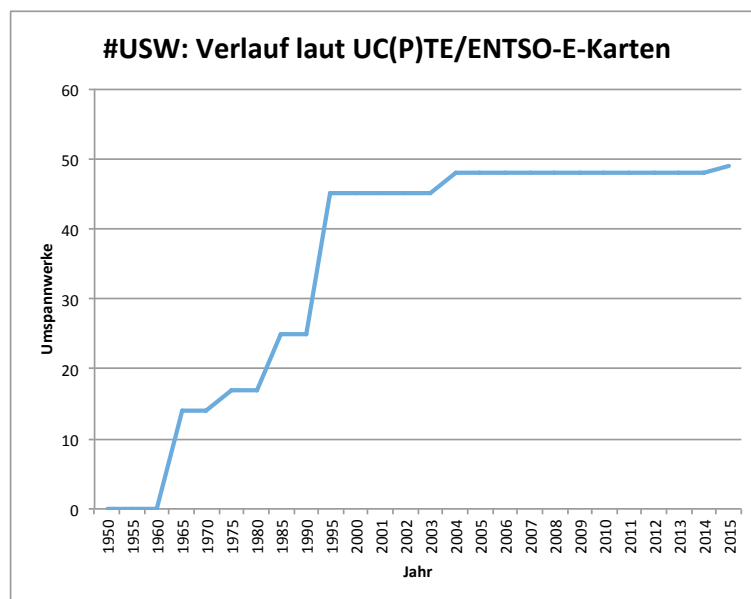


Abbildung 4.1: Anzahl der in in Betrieb befindlichen Umspannwerke in Österreich laut den offiziellen UC(P)TE/ENTSO-E-Karten.

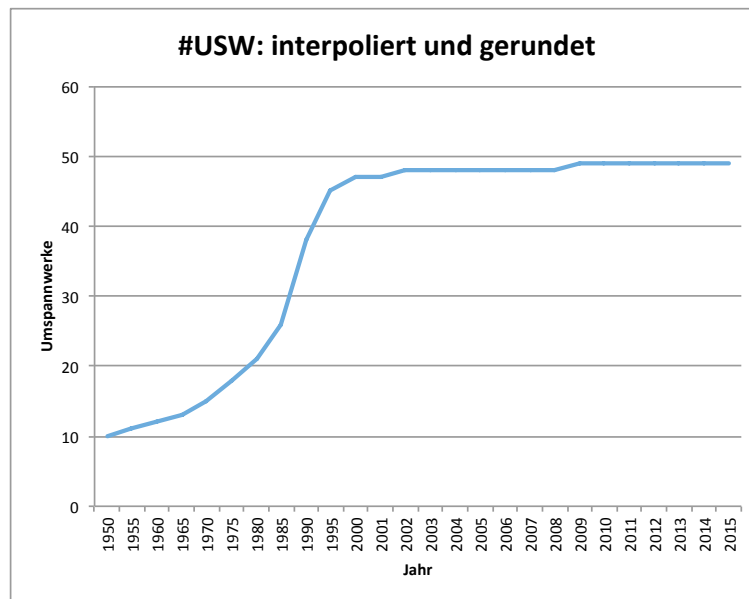


Abbildung 4.2: Anzahl der Umspannwerke in Österreich, interpoliert mit Hilfe von kubischen Splines, anschließend auf ganze Zahlen gerundet.

4.2.2 Aktuelle Anlagenpreise und historische Kostenindizes

Zur erfolgreichen Abschätzung des Anlagevermögens müssen die installierten energietechnischen Anlagen monetär bewertet werden beziehungsweise deren aufgetretene Investitionskosten abgeschätzt werden. Wie bereits in Kapitel 2 beim Kostenvergleich zwischen Kabel und Freileitung kurz erwähnt, liegen die **aktuellen Investitionskosten pro Kilometer Freileitung im Durchschnitt zwischen einer und zwei Millionen Euro** (siehe [Seidl und Heuke, 2014] sowie [Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International, 2012]), wobei diese Werte in Einzelfällen auch deutlich überstiegen werden können. Die Berechnung der durchschnittlichen, in [Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International, 2012] angeführten Investitionskosten ist im Anhang dieser Arbeit zu finden. Eine weitere Studie, die sich mit den momentanen Investitionskosten (Stand 2014) beschäftigt, wurde durch den Verband der europäischen Regulatoren ACER veröffentlicht. Ihr wurde auch der zur Investitionskostenabschätzung von **Umspannwerken** verwendete Wert von **38725 € pro installiertem MVA** entnommen (siehe [ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2015, Seite 13]). Die Verwendung des zuletzt genannten Wertes erfordert die Schaffung eines **theoretischen Standard-Umspannwerkes**, welches mit seiner installierten Leistung den Durchschnitt aller Umspannwerke eines Landes repräsentiert. Als Quellen für diese Berechnung diente [Energie-Control Austria, 2015b]: Die Summenleistung aller im Höchstspannungsnetz (über 200kV) installierten Transformatoren von rund 30.000 MVA ergibt bei laut offiziellen ENTSO-E-Karten aktuell etwa 50 in Betrieb befindlichen Umspannwerken eine **Durchschnittsleistung von 600 MVA pro Umspannwerk**. Ein ähnlicher Wert (520 MVA) ergab sich bei der Berechnung der Durchschnittsleistung aller portugiesischen Umspannwerke auf Höchstspannungsebene laut

[REN - Redes Energeticas Nacionais, 2012]. Aus diesem Grunde wurde in den nachfolgenden Modellimplementierungen meistens der Wert von 600 MVA für das theoretische Standard-Umspannwerk verwendet. Zur eventuellen Simulation einer kontinuierlichen Leistungssteigerung der Umspannwerke (erscheint aufgrund des technischen Fortschritts durchwegs plausibel) wurde weiters die Möglichkeit implementiert, auf die Durchschnittsleistung 2015 sowie auf deren Steigung pro 10 Jahren Einfluss zu nehmen. Zur Abschätzung der Investitionskosten bereits weiter in der Vergangenheit in Betrieb genommener Anlagen werden die aktuellen Investitionskosten anhand von Kostendizes, welche die historische Preisentwicklung von Freileitungen auf verschiedenen Spannungsebenen sowie von Umspannwerken beschreiben, entsprechend des Zeitpunktes ihrer Inbetriebnahme in die Vergangenheit zurückgerechnet. Die vollständige Tabelle, welche diese Kostenindizes enthält und die an einer späteren Stelle genauer beschrieben werden soll, wurde drei verschiedenen Quellen entnommen, nämlich [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1977* 1978], [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1989* 1990] sowie [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft 1996* 1997]. Die in diesen Quellen beschriebenen Preisentwicklungen für Anlagegüter der Energiewirtschaft existiert vom Jahr 1955 bis ins Jahr 1996, danach wurde anhand der vorhandenen Daten linear in die Zukunft extrapoliert (siehe Abbildung 4.3).

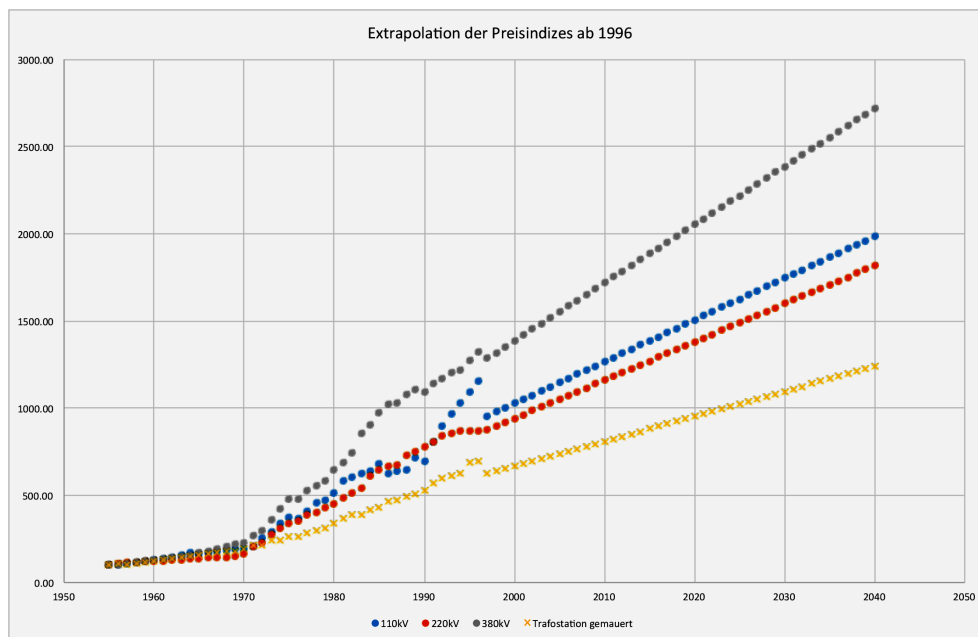


Abbildung 4.3: Indizes zur Beschreibung der Entwicklung der Anlagenpreise (Freileitungen auf verschiedenen Spannungsebenen sowie Umspannwerke) in der Energiewirtschaft.

Es sei hier gesagt, dass die oben genannten und in der Abbildung 4.3 beschriebenen Indizes die Preisentwicklung in Österreich beschreiben und bei der Simulation eines anderen Landes entsprechend dessen historischen Inflationsverlauf angepasst werden müssen, siehe Abschnitt 4.3.2. Es konnte im Zuge der durchgeführten Extrapolation der Preisindizes eine jährliche Verteuerung der Anlagen, welche

im Durchschnitt zwischen 1,5 und 2 Prozent liegt, festgestellt werden. Die Richtigkeit beziehungsweise Realitätsnähe der getätigten Annahmen wird dadurch untermauert, dass laut [*Homepage der europäischen Zentralbank 2016*] die durch die europäische Zentralbank angestrebte Inflation ebenfalls in diesem Bereich, genauer gesagt bei knapp unter 2 Prozent liegt.

4.3 Implementierung der Berechnungsmodelle

An dieser Stelle soll auf konkrete Details der Implementierung der im Zuge dieser Arbeit entwickelten Berechnungsmodelle eingegangen werden.

Zuerst soll auf den grundlegenden Aufbau des iterativen Excel-Modells eingegangen werden, welches den zeitlichen Verlauf des Anlagevermögens eines beliebigen Übertragungsnetzbetreibers anhand von bekannten historischen Netzdaten berechnet. Aus Gründen der Einfachheit wird dieses im Jahreszyklus iterierende Basismodell von nun an auch als **Modell A** bezeichnet.

Anschließend soll eine weitere Modellvariante vorgestellt werden, welche es ermöglicht, das Anlagevermögen von Ländern mit unbekannter historischer technischer Entwicklung mittels einer Skalierung der bekannten technischen Entwicklungen von möglichst ähnlichen Ländern zu schätzen. Die Iteration erfolgt hierbei in Fünf-Jahres-Schritten, außerdem wird die individuelle Topologie eines Landes berücksichtigt (das letztgenannte Feature wurde auch im Modell A realisiert). Diese Variante wird von nun an auch als **Modell B** bezeichnet.

4.3.1 Simulation des Anlagevermögens bei bekannter historischer Netzentwicklung - Modell A

Die grundlegenden mathematischen Zusammenhänge der iterativen Berechnung wurden bereits im Unterkapitel 4.1.3 erläutert. An dieser Stelle soll nun die konkrete Anwendung dieser Zusammenhänge im Zuge der Implementierung im Modell A in Excel erläutert werden.

4.3.1.1 Aufbau des Excel-Modells

Die Excel-Datei, die das Grundmodell beinhaltet, gliedert sich in sieben Registerkarten:

- **Preisindizes:** Dieses Blatt enthält die Preisindizes, mittels derer die historischen Investitionskosten berechnet werden, ausgehend von den heutigen angenommenen Kosten. Sie wurden den drei Quellen [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1977 1978*], [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1989 1990*] und [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft 1996 1997*] entnommen, wobei im Fall von Jahressprüngen linear interpoliert und ab dem Jahr 1996 mit Hilfe der Excel-internen *TREND*-Funktion linear extrapoliert. Das Ergebnis dieser Extrapolation ist in der vorhergehenden Abbildung 4.3 dargestellt.
- **Technische Daten:** Dieses Blatt enthält die historischen Verläufe der Trassenlängen in Kilometern auf den Spannungsebenen 110kV, 220kV und 380kV sowie die Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke. Neben der Anzahl der Umspannwerke wurde außerdem ihre durchschnittliche Trafoleistung hier aufgeführt. Somit könnten auf diesem Blatt auch etwaige empirisch bewiesene oder theoretische Verläufe der historischen Durchschnittsleistung berücksichtigt werden.
- **380kV:** Auf diesem Blatt erfolgt die Berechnung des Verlaufs von jenem Teil des Anlagevermögens, welches durch die Leitungen auf der 380kV-Spannungsebene verkörpert wird. Des Weiteren wird hier die in jeder Iterationsperiode anfallende Abschreibung, welche durch diese Anlagen verursacht wird, berechnet.
- **220kV:** Dieses Blatt verhält sich analog zum *380kV*-Blatt, jedoch finden dieselben Prinzipien hier für die Anlagen auf der höheren der beiden Höchstspannungsebenen Anwendung.
- **110kV:** Dieses Blatt ermöglicht eine Erweiterung der ursprünglich geplanten Berechnung, sodass auch das Vermögen der Anlagen auf der 110kV-Ebene miteinbezogen werden kann. Der Grund hierfür ist, dass in manchen Fällen je nach Definition auch Teile des 110kV-Netzes unter dem Begriff *Übertaugungsnetz* fallen (siehe [M. Hofmann und Schuch, 2015, Seite 21]). Soll diese Spannungsebene in den Berechnungen nicht berücksichtigt werden, so kann dies durch Null setzen der entsprechenden technischen Netzdaten in der Registerkarte *Technische Daten* leicht bewerkstelligt werden.
- **USWs:** Auf diesem vierten Berechnungsblatt wird der Wert der in Betrieb befindlichen Höchstspannungs-Umspannwerke sowie deren Abschreibungs-

quoten iterativ berechnet.

- **Anlagevermögen:** Dieses letzte Blatt kann als die „Steuerzentrale“ der gesamten Simulation angesehen werden. Hier kann Einfluss auf die für die Berechnung unumgänglichen Annahmen genommen werden, es können beispielsweise Nutzungsdauern von Anlagegütern verändert werden sowie auf die heutigen Investitionskosten Einfluss genommen werden. Des Weiteren wird der Verlauf des Gesamt-Anlagevermögens hier tabellarisch und grafisch dargestellt.

4.3.1.2 Implementierung des Berechnungsalgorithmus

Nachfolgend soll die eigentliche Berechnung des Verlaufs des Anlagevermögens am Beispiel von fiktiven technischen Netzdaten demonstriert und erklärt werden.

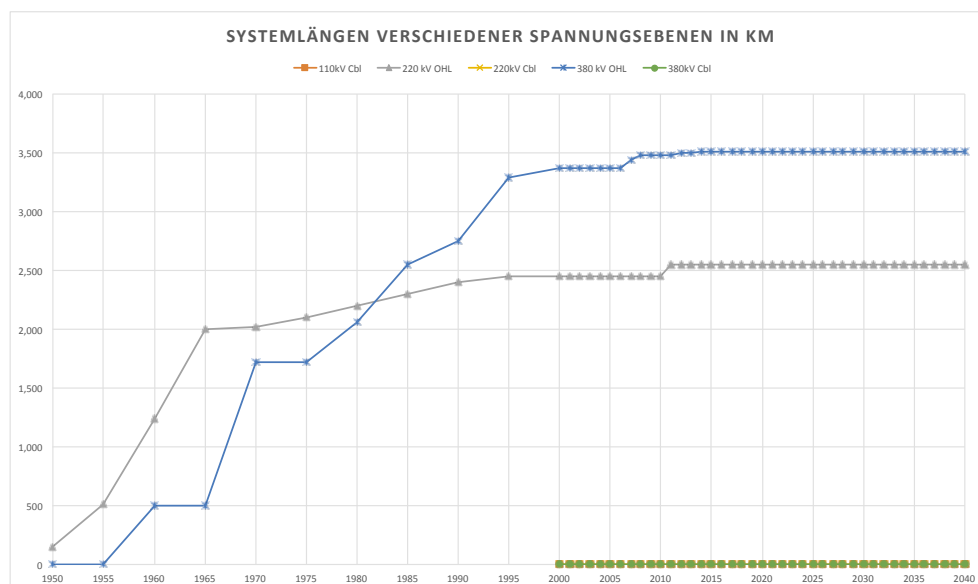


Abbildung 4.4: Verlauf der technischen Entwicklung der Netze auf den Ebenen 220kV sowie 380kV für ein fiktives Land.

Die obige Abbildung 4.4 zeigt einen beispielhaften Verlauf der technischen Entwicklung der Netze eines Landes auf den Spannungsebenen 220kV und 380kV. Die technischen Daten sind teilweise in etwa an die historischen Verläufe in Tschechien angelehnt, wurden jedoch aus Gründen der Übersichtlichkeit sowie zu Demonstrationszwecken etwas modifiziert und sind daher rein fiktiv.

In der nachfolgenden Abbildung 4.5 ist die iterative Berechnung des auf den obigen Netzdaten basierenden Verlauf des Anlagevermögens der 220kV-Freileitung dargestellt. Diese Berechnung findet sich in dem Registerblatt *220kV* des Basismodells A, sie wird auf der darauffolgenden Seite im Detail beschrieben.

Spalte A enthält die betrachteten Kalenderjahre. Wie bereits erwähnt erfolgt die Iteration im Modell A in Jahresschritten. Sämtliche in dem Berechnungsblatt enthaltenen Variablen und Kennzahlen beziehen sich hier jeweils auf den Periodenanfang. Spalte B enthält den Verlauf der Systemlänge der Freileitungen auf der betrachteten Spannungsebene (dieser Verlauf wird aus dem Blatt *Technische Daten* übernommen), in Spalte C wird durch Bildung der Differenz zum nächsten betrachteten Zeitpunkt der technische Zubau in der betrachteten Periode errechnet.

Spalte D enthält die im Unterkapitel 4.2.2 beschriebenen Kostenindizes (der Indexwert aus dem Jahr 1950 wurde hierbei willkürlich entsprechend des nachfolgenden Verlaufs gewählt). Anhand dieser Indizes werden die in der Zelle E72 für das Jahr 2015 festgelegten Investitionskosten pro Freileitungskilometer in dieser Spalte in die Vergangenheit (vor 2015) und in die Zukunft (nach 2015) entwickelt. Die Investitionskosten im Jahr 2015 berechnen sich aus den durch den/die BenutzerIn im Blatt *Anlagevermögen* festgelegten Investitionskosten pro Kilometer, welche entsprechend dem Berganteil des betrachteten Landes (*Anlagevermögen-J65*) mittels eines von dem/der BenutzerIn willkürlich gewählten Faktors (siehe *Anlagevermögen-J66*), repräsentiert die Kostensteigerung bei Bautätigkeiten in unwegsamem Gelände) vermehrt werden. In der Spalte F errechnet sich die in jeder Iterationsperiode getätigte Gesamtinvestition aus dem Produkt von Zubau und den Investitionskosten pro Kilometer zum betrachteten Zeitpunkt.

Die beiden nächsten Spalten G und H dienen der Berechnung der Abschreibungen. In der Spalte G wird die in der betrachteten Iterationsperiode getätigte Gesamtinvestition durch die im Blatt *Anlagevermögen* festgelegte Nutzungsdauer des entsprechenden Anlagengutes (J55, J56, J57) dividiert und somit die jährlich auftretende Abschreibung, verursacht durch diese Investition, berechnet. In der Spalte H wird die Gesamtabschreibung ermittelt, welche alle noch zu beachtenden vergangenen Periodenabschreibungen beinhaltet. Dies wurde über Excels *SUMMEWENN-Funktion* realisiert unter Zuhilfenahme einer Nebenrechnung auf dem Blatt *Anlagevermögen*, in der das jeweils letzte wirksame zukünftige Abschreibungsjahr einer Investition aus einem bestimmten Jahr berechnet wird.

Abschließend wird das Anlagevermögen aller 220kV-Freileitungen am Anfang einer Iterationsperiode in der Spalte I berechnet. Dies geschieht entsprechend der Gleichung 4.1 durch Addition der während der letzten Periode getätigten Investitionen zum am Anfang der letzten Periode existenten Anlagevermögen minus der in der Spalte H der vorangegangenen Zeile berechneten, im Laufe der letzten Periode aufgetretenen Gesamtabschreibung.

Die soeben angeführte Beschreibung der implementierten Prinzipien in den Spalten B bis I wiederholt sich auf den Spalten J bis P für sämtliche kabelgebundenen Leitungen der 220kV-Netzebene. Die auf die Länge relativierten Investitionskosten für das Jahr 2015 befinden sich hier in der Zelle L72. Die iterative Berechnung des durch die Erdkabelleitungen verkörperten Anlagevermögens erfolgt analog zum Anlagevermögen, das durch die Freileitungen verkörpert wird und oben beschrieben wurde. Den Abschluss der Berechnungen auf diesem Blatt stellt eine einfache Addition dar, welche die Anlagevermögensteile der beiden betrachteten Übertragungstechnologien in einen gemeinsamen Verlauf des Anlagevermögens

des 220kV-Netzes zusammenfasst. Dieser eben genannte Gesamtverlauf ist in der Spalte Q dargestellt.

Die soeben beschriebene Berechnung des Anlagevermögens des 220kV-Netzes erfolgt grundsätzlich analog für die Spannungsebenen 110kV und 380kV auf den beiden gleichartig zum Blatt *220kV* aufgebauten Berechnungsblättern *110kV* und *380kV*. Auch hier werden jeweils Teilberechnungen für das Vermögen der beiden betrachteten Übertragungstechnologien angestellt und anschließend addiert. Der Grund hierfür liegt in den unterschiedlichen Investitionskosten pro Kilometer und den unterschiedlichen Nutzungsdauern.

Wie bereits erwähnt kann die Mitberechnung des 110kV-Netzes, welches nur selten beziehungsweise grundsätzlich nicht als Teil des Übertragungsnetzes definiert ist, dadurch unterbunden werden, dass die technischen Netzdaten auf dem Blatt *technische Daten* über den gesamten Zeithorizont gleich Null gesetzt werden. Die in Abbildung 4.4 dargestellten, fiktiven technischen Netzverläufe resultieren laut den soeben beschriebenen Berechnungen in einem Verlauf des Anlagevermögens, der in der nachfolgenden Abbildung 4.6 dargestellt ist. Die Ergebnisse der mit Hilfe der gebildeten Modelle berechneten Simulationen sollen in Unterkapitel 4.4 geschildert und diskutiert werden.

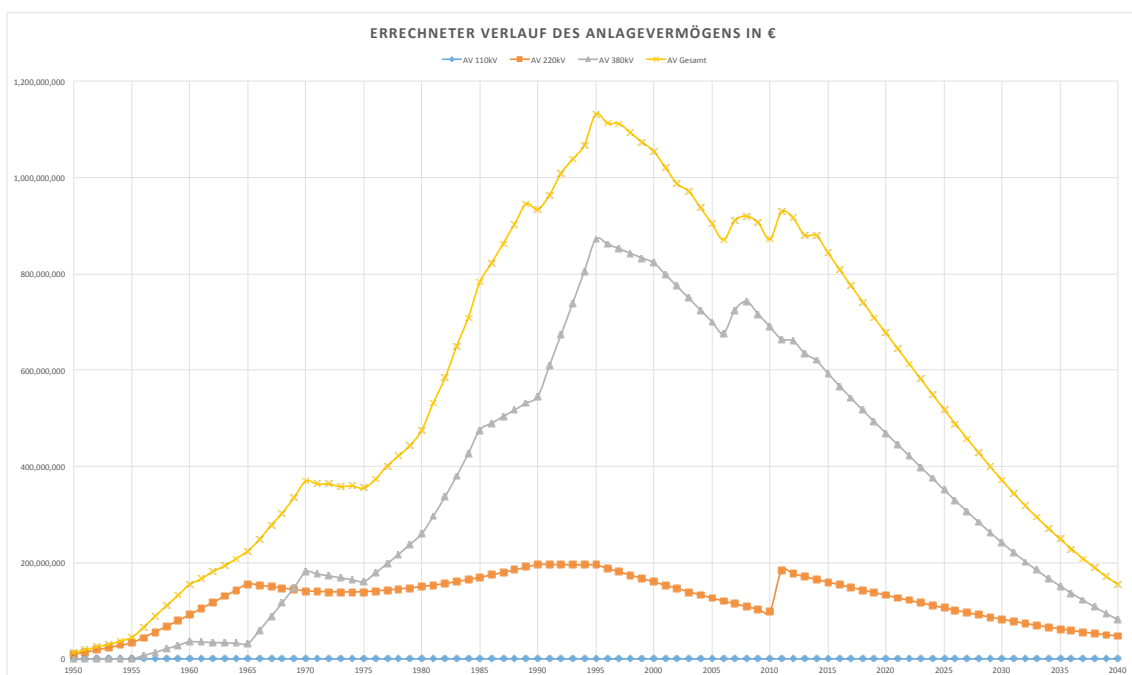


Abbildung 4.6: Berechneter Verlauf des Anlagevermögens basierend auf den in Abbildung 4.4 abgebildeten technischen Entwicklungen. Die iterative Berechnung des Anlagevermögens auf der 220kV-Ebene ist in Abbildung 4.5 abgebildet.

4.3.2 Simulation des Anlagevermögens bei unbekannter historischer Netzentwicklung - Modell B

An dieser Stelle soll auf die zweite im Zuge dieser Diplomarbeit implementierte Modellvariante eingegangen werden. Hierbei handelt es sich um ein Modell zur Abschätzung des Anlagevermögensverlaufs eines Übertragungsnetzbetreibers, wobei für den betrachteten Übertragungsnetzbetreiber zwar aktuelle, den Status Quo des Höchstspannungsnetzes beschreibende, jedoch keinerlei historische, die vergangene Entwicklung des Netzes beschreibende, technische Daten vorhanden sind. Diese eben genannte Situation ergab sich bei den meisten untersuchten europäischen Übertragungsnetzbetreibern, deswegen muss in diesen Fällen auf eine Schätzung zurückgegriffen werden.

Die grundsätzliche Idee hinter der verwendeten Schätzmethode kann folgendermaßen erklärt werden: Die bekannte historische technische Entwicklung eines Landes A wird auf ein wirtschaftlich beziehungsweise soziologisch ähnliches, zu untersuchendes Land B (unter Berücksichtigung von dessen aktuellen technischen Stand) umgelegt/skaliert.

Genau wie im vorangegangenen Modell A kann auch in dieser Modellvariante Einfluss auf die Nutzungsdauer und die momentanen Investitionskosten von Freileitungen und Umspannwerken genommen werden. Im Unterschied zum Grundmodell A wurde hier die Möglichkeit zur Integration von Kabelsystemen weggelassen. Die Geländebeschaffenheit eines Landes wurde wieder in Form eines Gebirgsanteils miteinbezogen, der jeweilige Gebirgsanteil eines Landes kann hierbei der Quelle [Nordregio - Nordic Centre for Spatial Development, 2004, Seite 29] entnommen werden. Dieser Gebirgsanteil wirkt sich aufgrund der erschwerten Montagebedingungen in unwegsamem Gelände auf die Investitionskosten aus, bewirkt also eine Preissteigerung bei den Freileitungen. Es wurde hier die Annahme getroffen, dass Umspannwerke von dieser Verteuerung nicht betroffen sind.

Ein weiterer Unterschied im Vergleich zum Basis-Berechnungsmodell findet sich in Form von Fünf-Jahres-Iterationsschritten. Die momentan vorhandenen Freileitungskilometer beziehungsweise die momentan vorhandene Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke sowie die Einheits-Investitionskosten (€ pro km OHL bzw. € pro MVA) beziehen sich wie gehabt auf das Basisjahr 2015. Der weitere Verlauf des Anlagenwachstums nach diesem Basisjahr kann über mehrere Schieberegler linear beeinflusst werden (beeinflussen die Steigung des technischen Verlaufs nach 2015, siehe Abschnitt 4.3.2.2 - Wachstumsraten) und erlaubt somit die Simulation einfacher zukunftsorientierter Szenarien.

4.3.2.1 Aufbau des Excel-Modells

Das oben beschriebene Berechnungsmodell B gliedert sich in sechs Registerkarten:

- **Bekannte Entwicklungen:** Dieses Blatt stellt eine simple Datenbank dar, welche sämtliche bekannten historischen Netzdaten enthält. Es handelt sich hierbei wie bereits an vorangegangener Stelle erwähnt um technische Netzdaten der Länder Österreich, Ungarn, Kroatien, Tschechien, Spanien und Portugal. Anmerkung: Die Entwicklung der Anzahl der Umspannwerke in Ungarn wurde mittels einer Durchschnittsrechnung (durchschnittliche Anzahl der Umspannwerke pro Kilometer Freileitung, gemittelt über alle vorhandenen Länder) rekonstruiert. Außerdem wurde die Anzahl der Freileitungskilometer im Jahr 1950 für dieses Land entsprechend dem späteren Verlauf geschätzt.
- **Inflationsdatenbank:** Dieses Blatt enthält historische Verläufe der Inflation (bzw. die prozentuelle Änderung des Konsumentenpreisindex) für viele europäische Länder. Sie wurden der Quelle [*Statistische Datenbank der OECD 2015*] entnommen und beginnen im Jahr 1956. Diese Inflationswerte sind notwendig, um die für Österreich geltenden historischen Preisindizes aus [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1977 1978*], [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1989 1990*] und [*Daten zur Elektrizitätswirtschaft 1996 1997*] auf andere, zu untersuchende Länder umlegen zu können. Diese Berechnung wird im nachfolgend beschriebenen Registerblatt *Calc2* durchgeführt.
- **Calc1:** In dieser Registerkarte erfolgt die eigentliche Umrechnung der aktuellen technischen Daten in die Vergangenheit. Die prozentuelle Änderung der installierten Kilometer je Spannungsebene beziehungsweise der Anzahl der Umspannwerke zwischen zwei Iterationsschritten wird hierbei von einem *Quellland* auf ein *Zielland* umgelegt.
- **Calc2 :** Hier werden die österreichischen Preisindizes auf andere Länder angepasst, indem die historischen österreichischen Inflationswerte herausgerechnet und anschließend die historischen Inflationswerte des Ziellandes wieder miteinbezogen werden. Die Änderung der Inflationswerte für das Zielland erfolgt analog zur Änderung der technischen Quelldaten mittels in Visual Basic implementierten Funktionen/Makros.
- **Calc_AV:** Auf diesem Blatt wird das Anlagevermögen des betrachteten Landes iterativ berechnet. Der Berechnungsmechanismus stellt sich hierbei analog zu dem bereits bei Modell A beschriebenen System dar (siehe Unterkapitel 4.3.1.2). Wie bereits erwähnt beinhaltet die Berechnung hier jedoch keinerlei Kabelsysteme, sondern nur Freileitungssysteme auf drei verschiedenen Spannungsebenen (110, 220, 380 kV) sowie Umspannwerke.
- **UserInterface:** Dies stellt das Blatt dar, auf dem der/die BenutzerIn seine Annahmen bezüglich Nutzungsdauern, Kosten, BIP-Verlauf, Berganteil sowie zukünftiger Entwicklungen tätigt, ihm bekannte Netzdaten einträgt und die berechneten Ergebnisse einsehen kann. Auf die genaue Benutzung soll im nachfolgenden Unterkapitel 4.3.2.2 eingegangen werden.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S																			
																			220 - 275 KV Freileitungen																		
																			380 - 400 KV Freileitungen																		
Kalenderjahr	Systemlänge 110 KV OHL	Zubau 110KV OHL	Kosten/ km ex 110KV	Investition 110KV OHL	AIA p.p. 110KV OHL	AIA Gesamt 110KV	AV 110KV	Systemlänge 220 KV OHL	Zubau 220KV OHL	Kostenindex 220KV	Kosten/ km 220KV OHL	Investition 220KV OHL	AIA p.p. 220KV OHL	AIA Gesamt 220KV	AV 220KV	Umspannwerke																					
																# USWs	Zubau USWs	AV USWs																			
1																																					
2																																					
3																																					
4																																					
5																																					
6																																					
7																																					
8																																					
9																																					
10																																					
11																																					
12																																					
13																																					
14																																					
15																																					
16																																					
17																																					
18																																					
19																																					
20																																					
21																																					
22																																					
23																																					
24																																					
25																																					
26																																					
27																																					
28																																					
29																																					
30																																					
31																																					
32																																					
33																																					
34																																					
35																																					
36																																					
37																																					
38																																					
39																																					
40																																					
41																																					
42																																					
43																																					
44																																					
45																																					
46																																					
47																																					
48																																					
49																																					
50																																					
51																																					
52																																					
53																																					
54																																					
55																																					
56																																					
57																																					
58																																					
59																																					
60																																					
61																																					
62																																					
63																																					
64																																					
65																																					
66																																					
67																																					
68																																					
69																																					
70																																					
71																																					

Abbildung 4.7: Registerblatt Calc_AV des Berechnungsmodells B. Der Verlauf aller betrachteten Teile des Anlagevermögens wird auf diesem Blatt für ein bestimmtes Szenario iterativ berechnet.

4.3.2.2 UserInterface - Details zur Benutzung

An dieser Stelle soll auf den richtigen Umgang mit der Benutzeroberfläche, welche im Berechnungsmodell B implementiert wurde, eingegangen werden. Diese Benutzeroberfläche ist in der nachfolgenden Abbildung 4.8 dargestellt. Sie gliedert sich entsprechend der jeweiligen Überschriften in die Bereiche *Varioland*, *Wachstumsraten*, *AV Gesamt*, *Abschreibungsjahre*, *Annahmen* und *Berganteile*. In der unteren Bildhälfte sind links die technischen Verläufe des betrachteten Landes und rechts der Verlauf des berechneten Anlagevermögens dargestellt. Die einzelnen Bereiche der Benutzeroberfläche sollen nun einzeln beschrieben und erklärt werden.

- **Varioland:** In diesem Bereich werden die aktuellen Netzdaten (vorhandene Freileitungskilometer je Spannungsebene sowie Umspannwerke) des zu schätzenden Landes in den gelben Zellen für das Jahr 2015 eingetragen. Des Weiteren muss der/die BenutzerIn den Berganteil des Landes in Prozent eintragen. Die Berganteile nach [Nordregio - Nordic Centre for Spatial Development, 2004] sämtlicher Länder, für die eine vollständige (1956-2015) Inflationsentwicklung in [Statistische Datenbank der OECD 2015] gegeben ist, sind zwecks der Übersichtlichkeit im Bereich *Berganteil* rechts oben aufgeführt. Nach dem Eintragen der aktuellen technischen Daten kann der/die BenutzerIn mithilfe des Knopfes *technischer Verlauf*, welcher sich in der linken oberen Ecke befindet, die gewünschte technische Entwicklung aus den in der entsprechenden Datenbank enthaltenen Ländern auswählen. Über in Visual Basic implementierte Funktionen wird der ausgewählte Verlauf in die Berechnungsblätter eingefügt und die Berechnungen durchgeführt. Ähnlich verhält es sich mit dem Knopf *Inflationsverlauf*, mit welchem das zu untersuchende Land aus den historischen Inflationsverläufen aller unter *Berganteile* angeführten Länder ausgewählt werden kann, um die für die Berechnung notwendigen Preisindizes entsprechend anzupassen.
- **Wachstumsraten:** Hier tätigt der/die BenutzerIn Annahmen bezüglich des weiteren technischen Verlaufs für sämtliche Iterationsperioden nach 2015. Der Zuwachs an Freileitungskilometer je Spannungsebene sowie an Umspannwerken pro zehn Jahren kann mit Hilfe der vier Schieberegler linear beeinflusst werden. Der so resultierende Verlauf kann an den darunter befindlichen Diagrammen rechts der roten Trennstriche (2015) betrachtet werden.
- **AV Gesamt:** Diese orangenen Zellen enthalten den Verlauf des mit Hilfe des Modells geschätzten gesamten Anlagevermögens eines Übertragungsnetzbetreibers und berechnen sich als Summe der im Blatt *AV_Calc* berechneten Einzelposten (AV 110kV OHL, AV 220kV OHL, AV 380kV OHL sowie AV USW).
- **Abschreibungsjahre:** Die in diesen Zellen enthaltenen Zahlen berechnen sich aus den ganz links in der Benutzeroberfläche zu findenden Jahreszahlen

und den Annahmen bezüglich der Nutzungsdauern von Freileitungen und Umspannwerken aus dem nachfolgend beschriebenen Bereich *Annahmen*.

- **Annahmen:** Sämtliche gelben Zellen auf den Berechnungsblättern kennzeichnen Annahmen, auf die der/die BenutzerIn Einfluss nehmen kann beziehungsweise denen der/die BenutzerIn Werte zuweisen muss. Der dezidiert gekennzeichnete Bereich *Annahmen* enthält die angenommenen Nutzungsdauern für Freileitungen und Umspannwerke sowie die angenommenen Investitionskosten pro Kilometer Freileitung beziehungsweise pro installiertem MVA im Falle von Umspannwerken. Hier kann auch der einfließende Verteuerungsfaktor eingestellt werden, welcher den Anstieg der Investitionskosten im Fall der Trassenführung in unwegsamem Gelände (der Anteil an solchem Gelände wird definiert durch den Berganteil) beschreibt. Des Weiteren kann auf eine angenommene fortschreitende Leistungssteigerung von Umspannwerken (Leistungszunahme pro 10 Jahren) Einfluss genommen werden. Außerdem müssen Annahmen bezüglich der zukünftig auftretenden Inflation in Österreich und im jeweiligen betrachteten Land getroffen werden, um eine vollständige Berechnung der zukünftigen Preisindizes zu ermöglichen.
- **Berganteile:** Diese Tabelle soll als Hilfestellung für manuell getätigte Länderbetrachtungen dienen. Sie enthält eine Zusammenfassung der Berganteile (siehe [Nordregio - Nordic Centre for Spatial Development, 2004, Seite 29]) jener Länder, für welche eine vollständige Inflationsentwicklung (1956 bis 2015) nach [Statistische Datenbank der OECD 2015] vorhanden ist.

Der Arbeitsablauf zur Berechnung einer Schätzung des Verlaufs vom Anlagevermögen eines Übertragungsnetzbetreibers, von dem keinerlei historische technischen Entwicklung bekannt sind, läuft zusammengefasst folgendermaßen ab:

Die bekannten aktuellen technischen Netzdaten, also die installierten Freileitungskilometer auf den verschiedenen Spannungsebenen sowie die Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke, werden in die gelben Zellen des Jahres 2015 im Bereich *Varioland* eingetragen. Sie können (insofern es wie in den allermeisten Fällen in einem Land nur einen nationalen Übertragungsnetzbetreiber gibt) zumeist dem aktuellen Jahresbericht des Übertragungsnetzbetreibers des betrachteten Landes entnommen werden. Anhand von Dokumenten, die den Netzausbau des betrachteten Landes beschreiben (als Beispiel seien hier etwa der von der ENTSO-E in regelmäßigen Abständen veröffentlichte *Ten Year Network Development Plan* (siehe [ENTSO-E, 2014]) oder ebenfalls die Jahresberichte der Übertragungsnetzbetreiber genannt) werden daraufhin die Wachstumsraten für das Höchstspannungsnetz nach 2015 geschätzt und mittels der Schieberegler eingestellt.

Als nächstes werden die für die Simulation angenommenen Nutzungsdauern von Freileitungen und Umspannwerken im Bereich *Annahmen* eingetragen. Des Weiteren müssen die auf Kilometer beziehungsweise Trafoleistung bezogenen relativen Investitionskosten ebenfalls im selben Bereich eingetragen werden. Auch die Nutzungsdauern sind in den meisten Fällen in den Jahresberichten der Übertragungsnetzbetreiber zu finden (Stichwort *depreciation rates*). Danach muss auf die gegebene Topologie des betrachteten Landes eingegangen werden: Der angenommene Berganteil wird im Bereich *Varioland* in der gelben Zelle oben eingetragen. Die dadurch entstehende relative Verteuerung der Freileitungs-Neubauten wird über den *geländebedingten Verteuerungsfaktor* im Bereich *Annahmen* bestimmt. Die Verteuerung der Investitionskosten in bergigem Gelände wurde meist mit mindestens zusätzlichen 50 Prozent angenommen. Als Hilfestellung bezüglich der richtigen Wahl des Berganteils sind rechts im Bereich *Berganteile* die in [Nordregio - Nordic Centre for Spatial Development, 2004, Seite 29] angeführten Prozentsätze angeführt.

Zu guter Letzt wird einerseits mit Hilfe des in der linken oberen Ecke des Blattes zu findenden *technischer Verlauf*-Buttons das Land ausgewählt, dessen technische Entwicklung auf das betrachtete Land umgerechnet werden soll, andererseits wird der Inflationsverlauf des betrachteten Landes mit dem Knopf *Inflationsverlauf* ausgewählt. Entsprechend den eingetragenen technischen Daten, den getroffenen Annahmen und dem ausgewählten Skalierungsland wird nach Bestätigung des erscheinenden Auswahl-Dialogfensters der Verlauf des geschätzten Anlagevermögens berechnet. Die Ergebnisse der Simulationen sollen im nachfolgenden Unterkapitel 4.4 dargestellt und diskutiert werden.

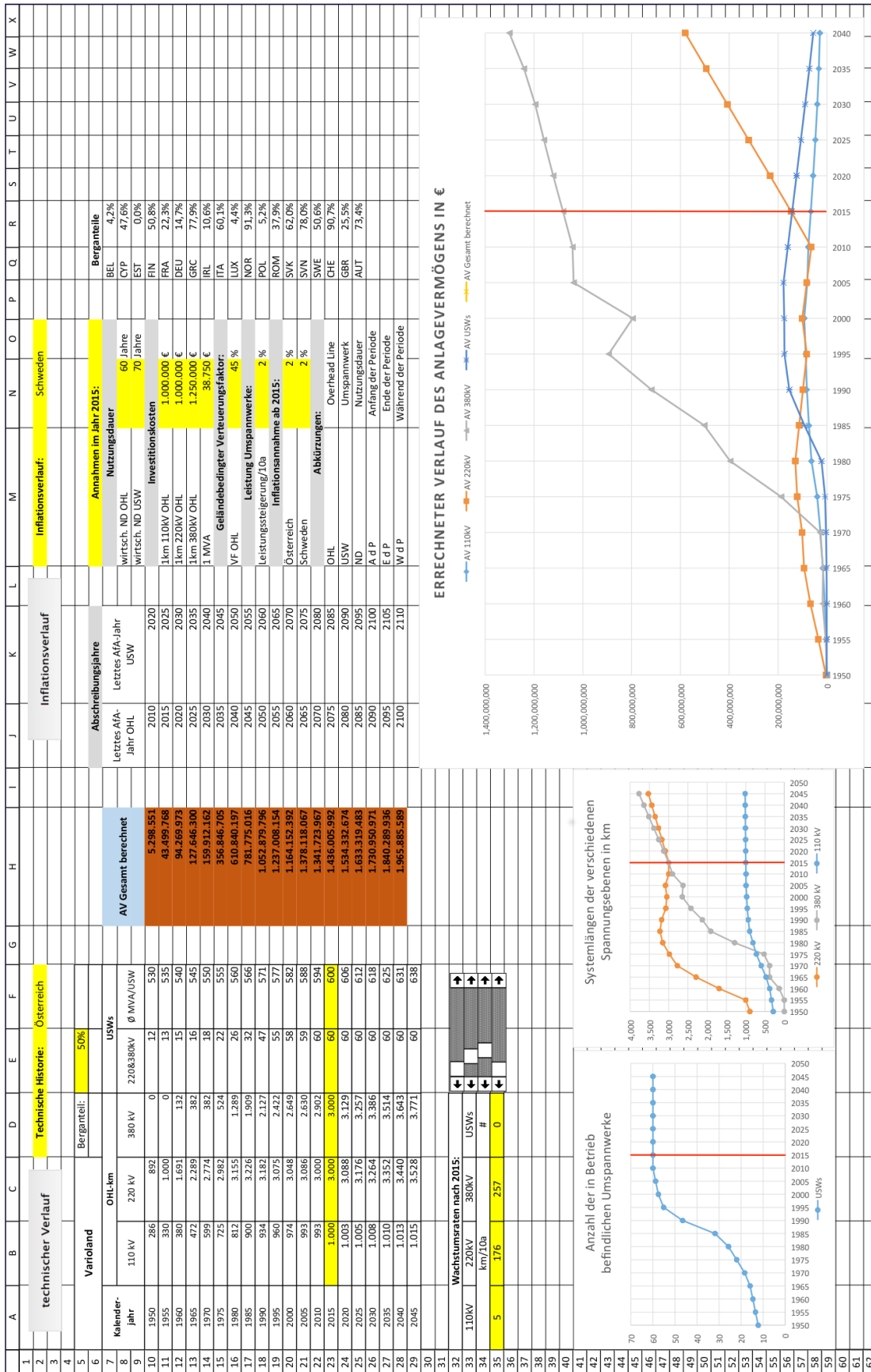


Abbildung 4.8: Registerblatt **UserInterface** des Berechnungsmodells B. Hier tätigt der/die BenutzerIn seine Annahmen bezüglich Nutzungsdauern, Kosten, Geländebeschaffenheit, Inflationsverlauf sowie der verwendeten technischer Entwicklung.

4.4 Modellbasierte Ergebnisse und Fazit

Nachfolgend sollen konkrete Simulationsszenarien, die mit den beiden im Vorfeld beschriebenen Excel-Modellen berechnet wurden, betrachtet und die Ergebnisse diskutiert werden.

4.4.1 Berechnungsbeispiel Modell A

Das erste konkrete Berechnungsbeispiel, welches mit Hilfe des Modells A berechnet wurde, stützt sich auf Daten aus Österreich. Es soll der Wert eines möglichst genau beschriebenen beziehungsweise umfangreichen Höchstspannungsnetzes geschätzt werden. Die historischen technischen Verläufe der Leitungslängen bis zum Jahr 2014 wurden [Energie-Control Austria, 2015a] entnommen. Die Anzahl der in Betrieb befindlichen Umspannwerke wurde, wie in Abschnitt 4.2.1.2 beschrieben, den offiziellen Karten der ENTSO-E beziehungsweise UC(P)TE entnommen. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Anzahl der Umspannwerke und die Kilometerzahl der Freileitungen ab dem Jahr 2014 konstant bleibt, es also zu keinem weiteren Ausbau des österreichischen Höchstspannungsnetzes kommt. Hierbei handelt es sich jedoch um eine reine Modellannahme. Soll ein zukünftiger Ausbau simuliert werden, so kann dessen Ausmaß über die im Blatt *Anlagevermögen* angeführten Wachstumsraten beeinflusst werden. Auch kabelgebundene Höchstspannungssysteme wurden bei dieser Simulation miteinbezogen. Das 110kV-Netz wurde aufgrund der Tatsache, dass diese Spannungsebene nur zum Teil für den überregionalen Energietransport genutzt wird (siehe [M. Hofmann und Schuch, 2015, Seite 21]), nicht berücksichtigt. Es sei außerdem an dieser Stelle gesagt, dass bei der durchgeführten Berechnung auch auf topologische Einflussgrößen analog zum Gebirgsanteil im Modell B eingegangen wurde. Es wurde hierbei angenommen, dass die Installation von Anlagen im Gebirge zu einer Verdopplung der Investitionskosten führt. Die nachfolgende Abbildung 4.9 zeigt die soeben genannten technischen Entwicklungen.

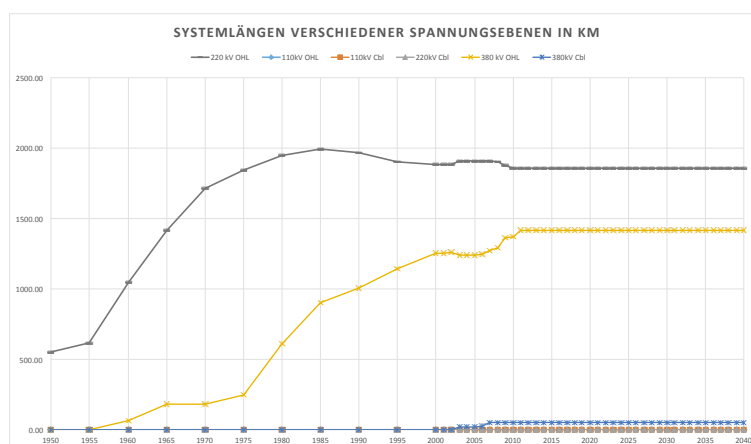


Abbildung 4.9: Historische Verläufe der Leitungslängen in der mit Modell A durchgeführten Simulation. Berechnetes Land ist in diesem Fall Österreich.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1											
2											
3											
4	Umspannwerke	#	Zubau USWs	Ø MVA/USW	Zubau MVA	Kostenindex USWs	Kosten/MVA	Investition	Afa p.a.	Afa Gesamt	AV USWs
5											
6											
Umspannwerke											
7	1950	10	0	600	0	80	6.105	0	0	0	36.629.642
8	1951	10	0	600	0	84	6.410	0	0	0	36.629.642
9	1952	10	1	600	600	88	6.715	4.029.261	67.154	67.154	40.591.749
10	1953	11	0	600	0	92	7.021	0	0	67.154	40.524.594
11	1954	11	0	600	0	96	7.326	0	0	67.154	40.457.440
12	1955	11	0	600	0	100	7.631	0	0	67.154	40.390.286
13	1956	11	0	600	0	104	7.973	0	0	67.154	40.323.131
14	1957	11	1	600	600	109	8.315	4.988.957	83.149	150.304	45.161.785
15	1958	12	0	600	0	113	8.657	0	0	150.304	45.011.481
16	1959	12	0	600	0	118	8.999	0	0	150.304	44.861.178
17	1960	12	0	600	0	122	9.341	0	0	150.304	44.710.874
18	1961	12	0	600	0	130	9.899	0	0	150.304	44.560.570
19	1962	12	1	600	600	137	10.458	6.274.658	104.578	254.881	50.580.347
20	1963	13	0	600	0	144	11.016	0	0	254.881	50.325.465
21	1964	13	0	600	0	152	11.575	0	0	254.881	50.070.584
22	1965	13	0	600	0	159	12.134	0	0	254.881	49.815.703
23	1966	13	1	600	600	166	12.652	7.591.493	126.525	381.406	57.025.790
24	1967	14	0	600	0	173	13.171	0	0	381.406	56.644.384
25	1968	14	1	600	600	179	13.690	8.214.197	136.903	518.309	64.340.272
26	1969	15	0	600	0	186	14.209	0	0	518.309	63.821.962
27	1970	15	1	600	600	193	14.728	8.836.901	147.282	665.591	71.993.272
28	1971	16	0	600	0	207	15.812	0	0	665.591	71.327.681
29	1972	16	1	600	600	221	16.895	10.137.253	168.954	834.545	80.630.390
30	1973	17	0	600	0	236	17.979	0	0	834.545	79.795.844
31	1974	17	1	600	600	250	19.063	11.437.606	190.627	1.025.172	90.208.278
32	1975	18	1	600	600	264	20.146	12.087.782	201.463	1.226.635	101.069.425
33	1976	19	0	600	0	279	21.306	0	0	1.226.635	99.842.789
34	1977	19	1	600	600	294	22.466	13.479.708	224.662	1.451.297	111.871.201
35	1978	20	0	600	0	310	23.626	0	0	1.451.297	110.419.904
36	1979	20	1	600	600	325	24.786	14.871.635	247.861	1.699.158	123.592.381
37	1980	21	1	600	600	340	25.946	15.567.598	259.460	1.958.617	137.201.362
38	1981	22	1	600	600	358	27.335	16.400.922	273.349	2.231.966	151.370.318
39	1982	23	1	600	600	376	28.724	17.234.247	287.237	2.519.204	166.085.361
40	1983	24	1	600	600	395	30.113	18.067.571	301.126	2.820.330	181.332.602
41	1984	25	1	600	600	413	31.501	18.900.895	315.015	3.135.345	197.098.153
42	1985	26	2	600	1.200	431	32.890	39.468.440	657.807	3.793.152	232.773.440
43	1986	28	3	600	1.800	450	34.340	61.812.521	1.030.209	4.823.361	289.762.601
44	1987	31	2	600	1.200	469	35.790	42.948.256	715.804	5.539.165	327.171.691
45	1988	33	3	600	1.800	488	37.240	67.032.245	1.117.204	6.656.369	387.547.567
46	1989	36	2	600	1.200	507	38.690	46.428.072	773.801	7.430.170	426.545.469
47	1990	38	1	600	600	526	40.140	24.083.990	401.400	7.831.570	442.797.888

Abbildung 4.12: Ausschnitt aus der modellbasierten Anlagevermögensberechnung für die österreichischen Höchstspannungs-Umspannwerke für die Jahre 1950 bis 1990.

Die oben angeführten Abbildungen 4.10, 4.11 sowie 4.12 zeigen Ausschnitte aus den in Abschnitt 4.3.1.1 beschriebenen Registerblättern, in denen jeweils ein Teil des gesamten Anlagevermögens eines Übertragungsnetzbetreibers iterativ berechnet wird. Der Verlauf des Gesamt-Anlagevermögens ist grafisch in der nachfolgenden Abbildung 4.13 dargestellt. Im Zuge der Simulation wurden folgende Annahmen getroffen: (die Annahmen bezüglich der Kosten basieren auf [M. Hofmann und Schuch, 2015], [Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International, 2012], [ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2015] sowie [Seidl und Heuke, 2014], die Nutzungsdauern sind außerdem teilweise [Geschäftsbericht 2014 2015] entnommen)

- Wirtschaftliche Nutzungsdauer der Freileitungen 50 Jahre
- Wirtschaftliche Nutzungsdauer der Erdkabel 40 Jahre
- Wirtschaftliche Nutzungsdauer Umspannwerke 60 Jahre
- Investitionskosten pro km 110kV-Freileitung: 0,9 Millionen €
- Investitionskosten pro km 110kV-Kabel: 4 Millionen €
- Investitionskosten pro km 220kV-Freileitung: 1 Million €
- Investitionskosten pro km 220kV-Kabel: 5 Millionen €
- Investitionskosten pro km 380kV-Freileitung: 1,25 Millionen €
- Investitionskosten pro km 380kV-Kabel: 6 Millionen €
- Investitionskosten pro installiertem MVA in Umspannwerken: 38 750 €
- Berganteil: 73,4%; Verteuerung 100%

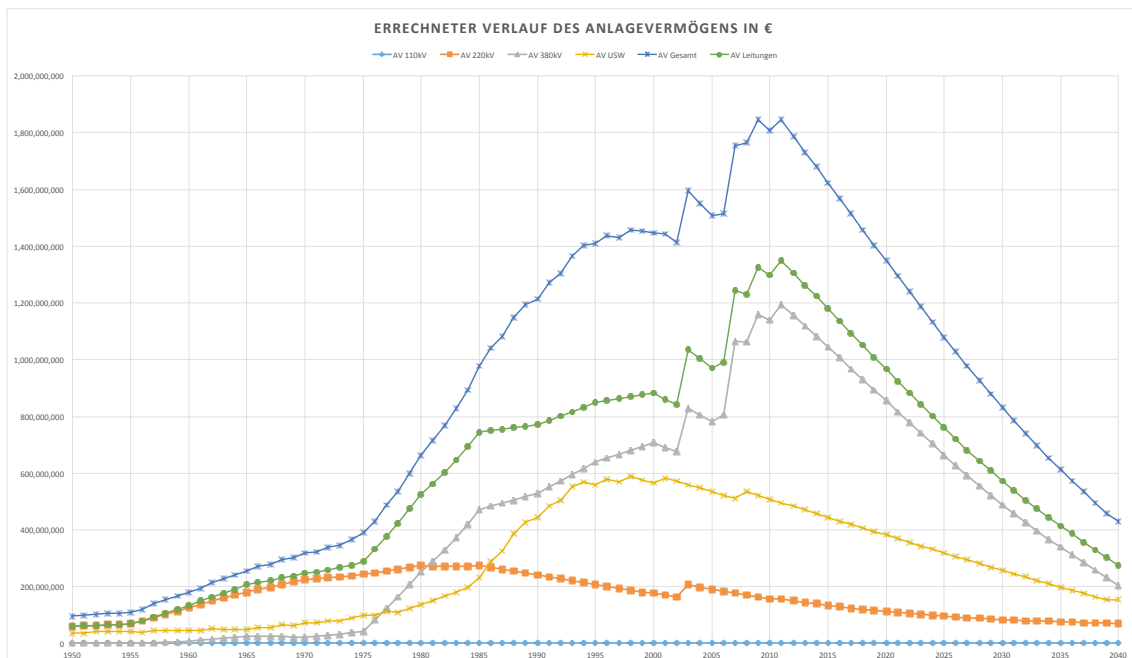


Abbildung 4.13: Grafischer Verlauf des berechneten Anlagevermögens.

In der Abbildung 4.13 zeigt sich zwischen den Jahren 2000 und 2010 eine deutliche Wertsteigerung des Anlagevermögens auf der 380kV-Netzebene. Dieser Anstieg

des Anlagevermögens ist einem starken Zubau an Höchstspannungskabeln in dieser Zeit zuzuschreiben, welche aufgrund ihrer hohen Investitionskosten besonders stark ins Gewicht fallen. Die beiden Stufen in den Jahren 2003 und 2009 sind auf diesen Grund zurückzuführen.

Im Zuge der Betrachtung verschiedener Länder zeigte sich oft ein früher oder später auftretendes Ende des Ausbaus des 220kV-Netzes. Dieser Ausbaustopp ist in Form einer Sättigungskurve auch in Abbildung 4.9 gut zu erkennen. Als hauptsächlicher Grund hierfür kann sicher der Fortschritt in der 380-kV-Technologie genannt werden. Aus diesem Grunde ist ein zukünftiger groß angelegter Ausbau des Übertragungsnetzes auf der 220-kV-Ebene vermutlich nicht zu erwarten. Die vorhin beschriebene Sättigungskurve ist in analoger Form zu Österreich für die Länder Kroatien und Tschechien in den nachfolgenden Abbildungen 4.14 und 4.15 zu erkennen.

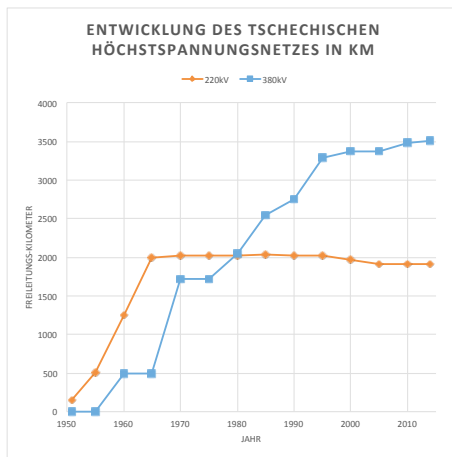


Abbildung 4.14: Historischer technischer Anlagenverlauf für Tschechien.

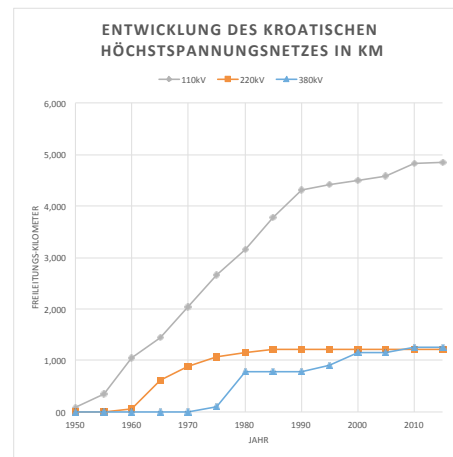


Abbildung 4.15: Historischer technischer Anlagenverlauf für Kroatien.

Die Abbildung 4.9 zeigt deutlich, dass Österreich die Phase des stärksten Ausbaus seines nationalen Übertragungsnetzes bereits hinter sich hat. Eine dermaßen starke zukünftige Expansion des Freileitungsnetzes, wie sie in der Zeit zwischen den Jahren 1975 und 2000 stattgefunden hat, ist nicht zu erwarten. Es könnte jedoch verstärkt zu Aufrüstungen und Instandhaltungen beziehungsweise Umrüstungen von ehemaligen 220kV-Leitungen auf 380kV kommen.

Laut Simulationsmodell kommt es infolge der ausbleibenden Großinvestitionen zu einer stetig fortschreitenden Abnahme vom Anlagevermögen des Höchstspannungsnetzes, begründet durch die Absetzung für Abnutzung (Afa) basierend auf den historischen Anschaffungswerten. Dies ist jedoch keineswegs negativ zu sehen, da im Zuge dieser fortschreitenden Wertminderung die jährlichen Gesamtabschreibungen immer weiter sinken (siehe hierzu die Spalte H der Abbildungen 4.10 und 4.11). Da diese Aufwendungen durch entsprechende Erträge unter anderem in Form von Tarifverrechnung von transportierter elektrischer Energie kompensiert werden müssen, kann dies auf Dauer zu billigeren Netztarifen und somit zu einer eventuellen Entlastung der Stromendkunden führen. Die Langlebigkeit der in der Energietechnik verwendeten elektrischen Anlagen führt also auf Dauer zu einem

günstig zu betreibenden abgeschriebenen Energieübertragungssystem. Ein altes, abgeschriebenes System ist somit günstiger zu betreiben als ein modernes, neu aufgebautes. Trotzdem muss laufend in Instandhaltung und Aufrüstung investiert werden, um ausreichend *Cash Flow* zu erwirtschaften (Cash Flow: Bilanzgewinn eines Unternehmens plus nicht auszahlungswirksame Aufwendungen wie etwa Abschreibungen, siehe [Opresnik und Rennhak, 2015, Seite 144]). Durch Investitionen (Anlagen werden gebaut, verursachen neue Abschreibungen, Abschreibungen stellen unbare Aufwendungen dar) wird also Cash Flow generiert, welcher wiederum zur Rückzahlung von Fremdkapital oder zur Verwendungen für neue Investitionen verwendet werden kann.

Aus der oben angeführten Abbildung 4.13 geht für das Jahr 2015 ein berechneter Wert des Anlagevermögens in Form von Leitungen von etwa 1,2 Milliarden € hervor. Die Umspannwerke schlagen mit etwa 400 Millionen € zu Buche. Vergleicht man diese Werte mit dem in der nachfolgenden Abbildung 4.16 angeführten Ausschnitt aus dem Geschäftsbericht des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers *Austrian Power Grid* (siehe [Geschäftsbericht 2014 2015, Seite 40]), so wird klar, dass entsprechend dem Modell A die Leitungen des österreichischen Übertragungsnetzes leicht (APG: 1,207 Mrd. €) und die Umspannwerke stark (APG: 1,074 Mrd. €) unterbewertet wurden. Der Grund in der Unterbewertung des Leitungsnetzes wird darin vermutet, dass auch Teile des 110kV-Netzes zum Übertragungsnetz gehören und in dieser Simulation nicht berücksichtigt wurden. Als Grund für die Unterbewertung der Umspannwerke werden einerseits Ungenauigkeiten der ENTSO-E-Karten, andererseits eine zu optimistische Einschätzung der Investitionskosten durch [ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2015] vermutet.

ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS

IN TSD. €	STAND 1.1.2014
I. IMMATERIELLE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE	
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Strombezugsrechte, Benützungsentgelte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	31.222,8
	31.222,8
II. SACHANLAGEN	
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund	
a. mit Wohngebäuden	265,0
b. mit Betriebsgebäuden und anderen Baulichkeiten	245.998,1
c. unbebaute Grundstücke	975,5
2. Maschinelle Anlagen	3.995,6
3. Elektrische Anlagen	1.074.193,3
4. Leitungen	1.207.678,3
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	32.055,8
6. Anlagen in Bau, Projekte und geleistete Anzahlungen	106.380,4
	2.671.542,1

Abbildung 4.16: Ausschnitt aus dem Geschäftsbericht 2014 des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG.

4.4.2 Berechnungsbeispiele Modell B

Als nächstes soll mit Hilfe des in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen zweiten Berechnungsmodells (Modell B) der Wert des Anlagevermögens eines Landes geschätzt werden, von dem zwar aktuelle technische Daten bekannt sind, jedoch keinerlei historischer Verlauf. Es wurden zwei Testländer betrachtet, nämlich Finnland und Italien. Die notwendigen Annahmen bezüglich Nutzungsdauer von Anlagen, aktuellen Leitungskilometern und eventuellen Ausbaustrategien wurden anhand von Daten getroffen, die den Jahresberichten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber *Fingrid* und *Terna* entnommen wurden. Zum Zweck der Überprüfung des implementierten Modells beziehungsweise der getätigten Annahmen sollen nach durchgeführter Simulation die berechneten Werte für das Anlagevermögen mit den entsprechenden Werten aus den Bilanzen der Unternehmen verglichen werden.

4.4.2.1 Finnland

Zuerst soll eine Abschätzung des Anlagevermögens des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid durchgeführt werden. Der historische technische Verlauf Finnlands wurde hierbei durch eine Skalierung der Daten von Österreich angenähert. Einige im Zuge der durchgeführten Schätzung wichtige Kerndaten wurden dem Jahresbericht 2014 entnommen ([FINGRID OYJ, 2014]):

- Die aktuellen Kilometerzahlen des Freileitungsnetzes wurden der Seite 8 des Jahresberichts 2014 entnommen: 7500km 110kV OHL, 2300km 220kV OHL sowie 4500km 380kV OHL.
- Die Anzahl der momentan in Betrieb befindlichen Umspannwerke ist auf der Seite 55 zu finden (110 Umspannwerke insgesamt).
- Auf der Seite 6 des Jahresberichts 2014 waren Aussagen bezüglich des geplanten Ausbaus des Höchstspannungsnetzes in den nächsten 10 Jahren zu finden: insgesamt sollen 2000km Freileitungen zum aktuelle Netz hinzukommen. Des Weiteren sollen in der kommenden Dekade auch 20 Umspannwerke gebaut werden.
- Nutzungsdauern: Entsprechend der auf der Seite 114 angeführten Tabelle, welche die durchschnittlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauern sämtlicher zum Anlagenpark von Fingrid gehörenden Posten anführt, wurden sowohl die Nutzungsdauer von Freileitungen als auch die von Umspannwerken auf 40 Jahre festgelegt.
- Die in der Bilanz von Fingrid enthaltenen Werte bezüglich des Anlagevermögens sind auf den Seiten 122 und 133 unter *property, plant and equipment* zu finden.

Die oben genannten Kerndaten wurden mittels der Benutzeroberfläche des Modells B in die Simulation einbezogen. Auf der nachfolgenden Seite ist dies in Abbildung 4.17 dargestellt.

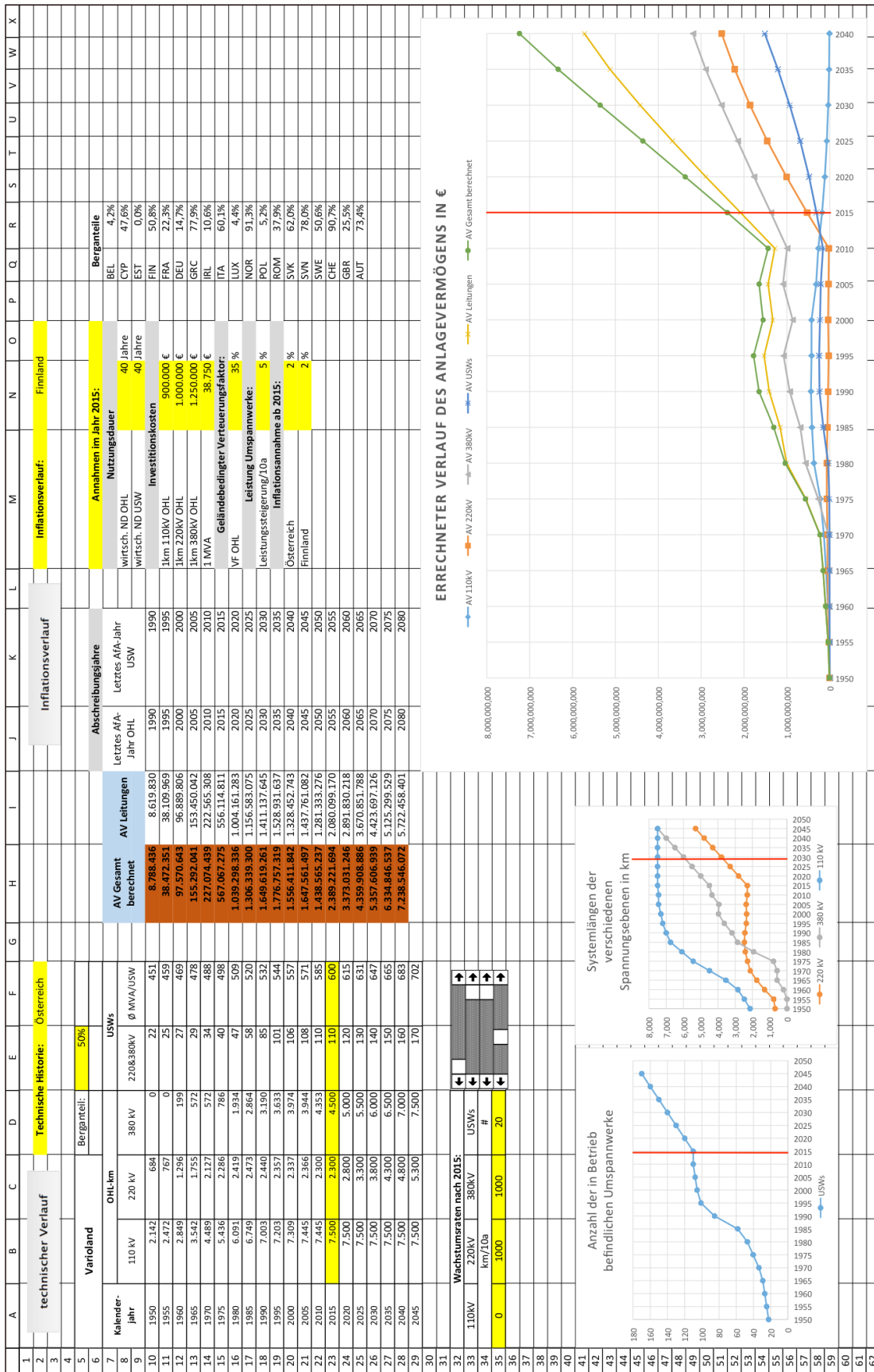


Abbildung 4.17: Registerblatt **UserInterface** des Berechnungsmodells B. Eine Schätzung des Anlagevermögens des finnischen Übertragungsbetreibers Fingrid wird berechnet.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET

ASSETS	Notes	31 Dec 2014 €1,000	31 Dec 2013 €1,000
NON-CURRENT ASSETS			
Intangible assets:			
Goodwill	15	87,920	87,920
Other intangible assets	16	95,016	92,751
		182,937	180,671
Property, plant and equipment:	17		
Land and water areas		14,974	14,224
Buildings and structures		156,541	142,061
Machinery and equipment		576,891	582,317
Transmission lines		798,120	788,389
Other property, plant and equipment		7,906	8,525
Prepayments and purchases in progress		86,023	87,910
		1,640,454	1,623,426
Investments:	18		
Interests in associated companies		10,515	10,416
Available-for-sale investments		262	300
		10,777	10,716
Receivables:			
Derivative instruments	30	42,063	42,337
Deferred tax assets	27	10,674	13,643
Loan receivables from associated companies	20	1,600	
Other receivables	20	991	4,313
		55,328	60,293
TOTAL NON-CURRENT ASSETS		1,889,496	1,875,107
CURRENT ASSETS			
Inventories	19	12,843	11,397
Derivative instruments	30	11,208	2,128
Trade receivables and other receivables	21	57,699	76,021
Financial assets recognised in the income statement at fair value	22	116,694	194,973
Cash and cash equivalents	23	62,566	22,339
TOTAL CURRENT ASSETS		261,010	306,858
TOTAL ASSETS		2,150,507	2,181,965

Abbildung 4.18: Ausschnitt aus der Bilanz 2014 des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid. Das Anlagevermögen konnte mit Hilfe des Simulationsmodells B nicht ausreichend genau geschätzt werden. Quelle: [FINGRID OYJ, 2014, Seite 123]

Ein Vergleich der berechneten Ergebnisse laut Abbildung 4.17 mit den im Jahresbericht des Übertragungsnetzbetreibers angegebenen Werten des Anlagevermögens (siehe Abbildung 4.18) zeigt, dass die Schätzung des Anlagevermögens mit Hilfe des Modells B in diesem Fall Werte liefert, die den in den Bilanzen des Übertragungsnetzbetreibers angegebenen Vermögenswerten nicht ausreichend nahe kommen. Es kommt zu einer starken Überschätzung durch das Modell (Anlagevermögen Modell rund 2,5 Milliarden € vs. Anlagevermögen Fingrid rund 1,3 Milliarden €). Mögliche Erklärung hierfür ist, dass das 110kV-Netz in den internen Berechnungen durch Fingrid nicht berücksichtigt worden ist. Es ist weiters nicht davon auszugehen, dass ein wie durch [FINGRID OYJ, 2014, Seite 6] beschriebener, relativ starker Ausbau des Übertragungsnetzes über lange Zeit fortgesetzt wird. Eventuell sind sich die historischen Verläufe von Finnland und Österreich auch zu unähnlich um eine genauere Abschätzung zu ermöglichen.

4.4.2.2 Italien

An dieser Stelle soll die Abschätzung des Verlaufs des Anlagevermögens des italienischen Übertragungsnetzbetreibers Terna beschrieben werden. Wie im vorangegangenen Unterkapitel wurden auch hier manche Informationen aus dem Jahresbericht 2014 von Terna entnommen (siehe [Terna S.p.A., 2014]):

- Die aktuelle Anzahl an installierten Freileitungskilometern kann dem Jahresbericht auf Seite 47 entnommen werden: 11700 km auf 220kV-Ebene sowie 12099 km auf 380kV-Ebene.
- Die Anzahl der Umspannwerke auf den beiden betrachteten Netzebenen beträgt 157 Umspannwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 108100 MVA auf der 380kV-Ebene sowie 149 Umspannwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 29826 MVA auf der 220kV-Ebene. Diese Werte wurden zusammengefasst zu 306 Höchstspannungsumspannwerken mit einer Durchschnittsleistung von 451 MVA pro Umspannwerk.
- Die Summe aller geplante Zubauten und Erweiterungen des italienischen Höchstspannungsnetzes ist auf Seite 44 angeführt: insgesamt sollen 4500 Kilometer Freileitungen sowie Umspannwerke mit einer Gesamtleistung von 17000 MVA gebaut werden. Der letztgenannte Wert entspricht bei einer Durchschnittsleistung von 451 MVA einer Anzahl von 38 Umspannwerken.
- Nutzungsdauern: Anhand der Abschreibungsraten, gegeben auf der Seite 259, wurden die Nutzungsdauern für Freileitungen auf 40 und für Umspannwerke auf 42 Jahre festgelegt.
- Das aktuelle Anlagevermögen von Terna laut der im Geschäftsbericht 2014 enthaltenen Bilanz ist auf Seite 250 zu finden.

Die oben genannten Kerndaten wurden mittels der Benutzeroberfläche des Modells B in die Simulation einbezogen. Bezüglich der technischen Vergangenheit des Landes wurde auf die Daten von Portugal zurückgegriffen und diese entsprechend skaliert. Auf der nachfolgenden Seite ist dies in Abbildung 4.19 dargestellt.

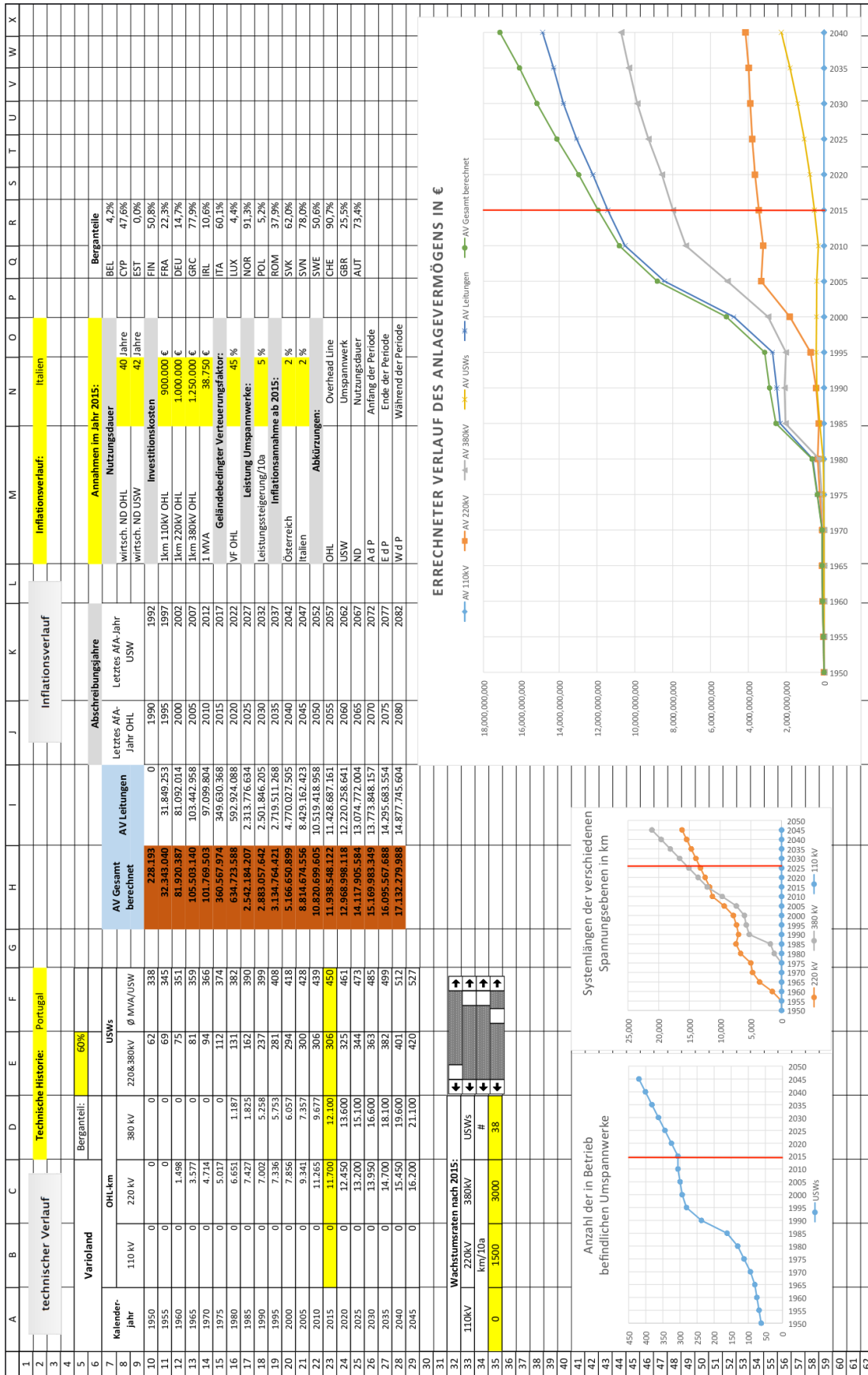


Abbildung 4.19: Registerblatt **UserInterface** des Berechnungsmodells B. Eine Schätzung des Anlagevermögens des italienischen Übertragungsnetzbetreibers Terna wird berechnet.

250 | Separate financial statements 2014

Statement of Financial Position of Terna S.p.A. - Assets

€	Notes	at 31.12.2014	at 31.12.2013
A. Non-current assets			
1. Property, plant and equipment	10	9,576,992,660	8,972,615,577
<i>of which: related parties</i>		70,912,104	71,884,716
2. Goodwill	11	88,577,142	88,577,142
3. Intangible assets	12	257,556,128	267,474,173
4. Non-current financial assets	13	1,467,156,624	1,708,185,158
<i>of which: related parties</i>		0	500,000,000
5. Other non-current assets	14	2,841,680	2,271,725
Total non-current assets		11,393,124,234	11,039,123,775
B. Current assets			
1. Inventories	15	688,982	729,798
2. Trade receivables	16	1,535,444,643	1,721,152,252
<i>of which: related parties</i>		326,961,868	442,326,653
3. Current financial assets	13	63,430,693	98,874,733
<i>of which: related parties</i>		204,408	2,055,409
4. Cash and cash equivalents	17	1,380,081,564	1,607,966,194
<i>of which: related parties</i>		181,134,889	0
5. Income tax assets	18	20,799,820	6,092,729
6. Other current assets	14	15,964,929	66,980,480
Total current assets		3,016,410,631	3,501,796,186
Total assets		14,409,534,865	14,540,919,961

Abbildung 4.20: Ausschnitt aus der Bilanz 2014 des italienischen Übertragungsnetzbetreibers Terna. Es kam wie auch bei der Schätzung des Anlagevermögens des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid zu einer Überschätzung des Modells. Quelle: [Terna S.p.A., 2014, Seite 250]

Bei Betrachtung der Abbildungen 4.19 und 4.20 fällt auf, dass es auch bei diesem Simulationsfall zu einer Überschätzung des Anlagevermögens durch das Modell gekommen ist. Die Schätzung durch das Modell ergab ein Gesamt-Anlagevermögen von etwa 12 Milliarden € während der Geschäftsbericht beziehungsweise die Bilanz des italienischen Übertragungsnetzbetreibers Terna einen Betrag von rund 9,6 Milliarden € ausweist. Der Grund in dieser Überschätzung kann darin vermutet werden, dass sich die beiden südeuropäischen Staaten Italien und Portugal hinsichtlich ihrer technischen Historie doch weniger ähnlich sind als zunächst angenommen. Eventuell schlägt sich die geländebedingte Verteuerung in den Bergen Italiens auch weniger stark auf die Investitionskosten aus.

4.5 Fazit der Modellbildung, Ausblick

In diesem Kapitel wurde die Erstellung zweier Simulationsmodelle zur Abschätzung des Anlagevermögens von Übertragungsnetzbetreibern beschrieben. Nachdem auf diverse Grundsätze der Modellbildung, etwa die mathematischen Grundlagen, die getroffenen Annahmen und die verwendete Datenbasis eingegangen wurde, wurde die konkrete Implementierung der Modelle in Excel und die anschließende Simulation bestimmter Szenarien dargestellt. An dieser Stelle folgt ein Fazit über die durchgeführte Forschungsarbeit und deren Ergebnisse. Des Weiteren soll ein Ausblick auf etwaige zukünftig zu tätige Abänderungen und Weiterentwicklungen der beschriebenen Modelle und Simulationsszenarien gegeben werden.

Im Zuge der Simulation des Verlaufs des Anlagevermögens, welche das österreichische Höchstspannungsnetz ausmacht (siehe Abschnitt 4.4.1), zeigte sich, dass bei ausreichend detailgetreuer technischer Beschreibung des Übertragungsnetzes mit den in 4.1.3 beschriebenen Prinzipien unter Zuhilfenahme der in 4.2 beschriebenen Datenbasis eine hinreichend genaue Berechnung dieser gesuchten Größe grundsätzlich möglich ist. Dies konnte im Abschnitt 4.4.1 für das österreichische Übertragungsnetz gezeigt werden, hinsichtlich der Zusammensetzung des Anlagevermögens kam es jedoch zu einer Unterbewertung der in Betrieb befindlichen Umspannwerke.

Es sei an dieser Stelle zum wiederholten Male erwähnt, dass eine dermaßen genaue historische Datenbasis wie in [Energie-Control Austria, 2015a] nur für die wenigsten Länder existiert beziehungsweise gefunden werden konnte. Selbst nach ausführlicher Recherche konnten mit [ENTSO-E, 2015a] und [ENTSO-E, 2015b] nur europäische Datenbanken ausfindig gemacht werden, deren Aufzeichnungen im frühesten Falle 1994 beginnen. Dieser Zeithorizont ist bei den langen Lebensdauern der verwendeten elektrischen Anlagen wenig aussagekräftig und erlaubt keine genaue Bewertung des Anlagevermögens.

Interessant wäre des Weiteren eine genauere Untersuchung der in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen Kostenindizes für die Energiewirtschaft. Eventuell könnte die durchgeführte Extrapolation ab dem Jahr 1996 durch Anlehnung der Preisindizes an die nationalen Verbraucherpreisindizes vermieden werden und so eine erhöhte Genauigkeit der Investitionskosten für elektrische Anlagen erreicht werden. Ein weiterer Ansatzpunkt wäre eine Überarbeitung der Idee des Durchschnitts-Umspannwerkes hin zu einem genaueren, realitätsnäheren Konzept.

Die mit Hilfe des Modells B realisierte, in Abschnitt 4.3.2 beschriebene, länderübergreifende Abschätzung des Anlagevermögens eines beliebigen Landes anhand der historischen technischen Entwicklung eines wirtschaftlich ähnlichen Landes erwies sich unter den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen im Zuge der Simulation als unzureichend. Die Hauptgründe hierfür sind in der grundlegenden Unterschiedlichkeit der nationalen Übertragungssysteme beziehungsweise deren

historischer Entwicklung zu suchen.

Im Falle beider Modelle zeigte sich, dass die durchgeführte monetäre Bewertung im Bereich der Umspannwerke zu Ergebnissen von unzureichender Genauigkeit führte und aus diesem Grunde einer Überarbeitung bedarf.

Es bleibt außerdem zu diskutieren, wie genau die in den Bilanzen der Übertragungsnetzbetreiber angeführten Zahlenwerte hinsichtlich des Anlagevermögens und ihre dahinterliegenden Bewertungssysteme die praktische Realität abbilden. Aufgrund der Tatsache, dass die meisten Statistiken, welche sich mit Vermögenswerten in der Energiewirtschaft beschäftigen, ihre den Berechnungen zugrunde liegenden Werte zumeist aus ebendiesen Bilanzen beziehen, ist die Aussagekraft solcher Statistiken bezüglich des tatsächlichen der Unternehmen aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen in Frage zu stellen und bedarf der Prüfung von fachkundigen Experten.

Generell betrachtet kann gesagt werden, dass eine Beurteilung des Wertes der in der Energiewirtschaft verwendeten Anlagen rein basierend auf den historischen Anschaffungswerten das Vermögen des Energiesektors nicht akkurat wiedergibt, da keine aktuellen Wiederbeschaffungswerte für die Ermittlung des Vermögens verwendet werden. Aus diesem Grund sind derartige, aktuell verwendete Konzepte zur Berechnung des Anlagevermögens zu hinterfragen.

Es wäre zu überlegen, ob eine Modellbildung ähnlich der in der vorliegenden Arbeit beschriebenen auch für Verteilnetze realisiert werden könnte. Außerdem könnte man neben dem Anlagevermögen eventuell noch weitere Posten aus den Jahresabschlüssen der Übertragungsnetzbetreiber modellieren, etwa spezifische Aufwendungen (beispielsweise den Personalaufwand) oder auch die Erlöse aus der Netztarifverrechnung.

Kapitel 5

Conclusio

Diese Arbeit beschäftigt sich mit den Übertragungsnetzbetreibern in Europa. Nach der Einleitung folgt ein Theorieteil, welcher die wirtschaftlichen und technischen Grundlagen erläuterte, welche zum Verständnis dieser Diplomarbeit notwendig sind.

Es folgt ein geschichtlicher Abriss der Entwicklung des europäischen Höchstspannungsnetzes, eine Beschreibung der an seinem Aufbau beteiligten Organisationen sowie ein Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen und Ausbauprojekte.

Der soeben genannte Ausbau des Übertragungsnetzes ist insofern ein wichtiges Thema und wird auch in Zukunft vermehrt an Bedeutung gewinnen, da der Fortschritt im Bereich der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieerzeugung, wie sie etwa durch Offshore-Windkraftwerke oder solarthermische Kraftwerke verkörpert wird, einen steigenden Lasttransit entlang der zentraleuropäischer Nord-Süd-Achse mit sich bringt. Des Weiteren ist durch das hohe Durchschnittsalter der verwendeten Betriebsmittel aufgrund der im Vergleich zu anderen anlagenintensiven Wirtschaftszweigen langen Lebensdauern von elektrischen Anlagen eine fortwährende Instandhaltung und Aufrüstung durch die Übertragungsnetzbetreiber vonnöten, um einen reibungslosen innereuropäischen Stromtransport zu gewährleisten.

Das Kapitel 4 beschäftigt sich mit der praktisch durchgeführten Forschungsarbeit und beschreibt die grundsätzlichen Ideen und Annahmen hinter einer Modellbildung basierend auf historischen Anschaffungswerten und stellte zwei konkrete Implementationen von Simulationsmodellen vor. Mithilfe des ersten Modells konnte eine Simulation des österreichischen Übertragungsnetzes durchgeführt werden, welche den Wert der Leitungen hinreichend genau abschätzen konnte. Im Bereich der Umspannwerke erwies sich die Genauigkeit der Simulation als unzureichend. Hier sollte das System zur monetären Bewertung von Umspannwerken verbessert beziehungsweise geändert werden.

Die weiteren beschriebenen Simulationen basierten auf der zweiten implementierten Modellvariante und ermöglichen eine Abschätzung des Anlagevermögens von Ländern mit unbekanntem technischen Historien durch Skalierung von bekannten Verläufen. Die durchgeführten Berechnungen führten zu Ergebnissen, welche sich grundsätzlich als weniger genau herausstellten, verglichen mit jenen des ersten Modells. Dies erscheint aufgrund der Tatsache, dass diese Modellvariante grundsätzlich vermehrt auf Annahmen fußt, nicht verwunderlich.

Die am Anfang dieser Diplomarbeit gestellte zentrale Forschungsfrage, inwieweit es möglich ist, dass Anlagevermögen von Übertragungsnetzbetreibern zu modellieren, kann folgendermaßen beantwortet werden: Im Falle einer ausreichend genauen Datenbasis bezüglich der historischen technischen Entwicklung des betrachteten Übertragungsnetzes kann eine durchaus relativ genaue Abschätzung des Anlagevermögens erreicht werden. Eine Schätzung durch Skalierung von historischen Daten von einem Land auf ein anderes, wie im zweiten Modell vorgestellt, führt in vielen Fällen zu unzureichend genauen Ergebnissen. Die Gründe hierfür können in der Einzigartigkeit von nationalen energietechnischen Bauprojekten und der Unterschiedlichkeit länderspezifischer Energiewirtschaften vermutet werden und wurden im vorangegangenen Kapitel bereits ausführlich diskutiert.

Es kann außerdem wiederholt behauptet werden, dass eine Simulation des Anlagevermögens von zentraleuropäischen nationalen Übertragungsnetzbetreibern mithilfe einer monetären Bewertung basierend auf den historischen Anschaffungskosten das Vermögen im Energiesektor nicht akkurat wiedergibt. Dies liegt hauptsächlich an der Langlebigkeit der verwendeten Anlagen und der Dauer ihrer technischen Verwendung, welche oft weit über die bilanzielle Nutzungsdauer hinaus geht.

Mögliche zukünftige Forschungsarbeit im Bereich der europäischen Übertragungsnetzbetreiber beinhaltet unter anderem die Simulation von anderen Posten der Bilanz beziehungsweise der Gewinn-Und-Verlust-Rechnung, etwa Personalaufwendungen oder den Erlösen, die aus der Netztarifverrechnung resultieren. Ebenfalls interessant wäre eine Bewertung des Anlagenbestandes mit Wiederbeschaffungswerten und eine Ermittlung des Kapitalstocks. Des Weiteren wäre es durchaus denkbar, eine ähnliche Simulation auf die nationalen Verteilnetze auszuweiten und so auch diese Komponenten der Stromübertragung von der Erzeugung hin zum Endverbraucher zu modellieren.

Literaturverzeichnis

- ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators [2015]. *Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure*. 2015. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Publications/UIC_Electricity_History/UIC%20Report%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf (siehe Seiten 42, 61, 63).
- Annual Report 2013* [2014]. Elering. Kadaka tee 42, 12915 Tallin, März 2014. http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Aruanded_eng/ER_Annual_Report_2013.pdf (siehe Seite 6).
- Bauer, L., G.A.L. van Hoek und M. Vibert [1976]. *25 Jahre UCPTÉ: 1951 - 1976*. Sekretariat der UCPTÉ, 1976 (siehe Seiten 25, 26, 28).
- Comission staff working paper - Interpretative note on Directive 2009/72/EC* [2010]. European Commission. 22. Jan. 2010. http://www.hep.hr/hep/propisi/DGTRENBiljeska_Unutarnje_razdvajanje2009_72_73.pdf (siehe Seite 21).
- Crastan, Valentin [2012]. *Elektrische Energieversorgung*. Band 2. 3. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. ISBN 9783642198557 (siehe Seite 8).
- Crastan, Valentin [2015]. *Elektrische Energieversorgung*. Band 1. 4. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015. ISBN 9783662459843 (siehe Seiten 11, 13–16, 29, 31).
- Crastan, Valentin und Dirk Westermann [2012]. *Elektrische Energieversorgung*. Band 3. 3. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. ISBN 9783642200991 (siehe Seiten 8, 32).
- Daten zur Elektrizitätswirtschaft 1996* [1997]. VEÖ Journal. 1997 (siehe Seiten 43, 45, 51).
- Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1977* [1978]. ÖZE - Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft. 1978 (siehe Seiten 43, 45, 51).
- Daten zur Elektrizitätswirtschaft bis 1989* [1990]. ÖZE - Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft. 1990 (siehe Seiten 43, 45, 51).
- elia group [2014]. *Annual Report 2014*. 2014. <http://annualreport.elia.be/2014> (siehe Seite 7).

- Energie-Control Austria [2015a]. *Jahresreihen - Stromversorgung in Österreich - Öffentliches Netz*. Aug. 2015. http://www.e-control.at/documents/20903/503039/BeStOeN-JR_Netz.xlsx/ (siehe Seiten 38, 40, 57, 70).
- Energie-Control Austria [2015b]. *Trassen- und Systemlängen zum 31. Dezember 2014 - Stromversorgung in Österreich - Öffentliches Netz*. Aug. 2015. http://www.e-control.at/documents/20903/503039/BeStOeN-2014_Netz.xlsx/4d78a769-4ca6-42c0-a4a5-84b4d58fa0b9 (siehe Seite 42).
- ENTSO-E [2014]. *10-Year Network Development Plan 2014*. 2014. https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf (siehe Seite 54).
- ENTSO-E [2015a]. *Datenbank der nationalen Systemlängen*. 2015. <https://www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/lengths-of-circuits> (siehe Seite 70).
- ENTSO-E [2015b]. *Datenbank der nationalen Transformatorkapazitäten*. 2015. <https://www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/transformers> (siehe Seite 70).
- ENTSO-E Homepage [2016]. 2016. <https://www.entsoe.eu/> (siehe Seiten 30, 31).
- Evolution des tschechischen Übertragungsnetzes* [2015]. 2015. <http://www.ceps.cz/Stranky/vyvojs.aspx> (siehe Seiten 40, 41).
- FINGRID OYJ [2013]. *Annual Report 2013*. 2013. <http://www.fingrid.fi/en/news/News%20liitteet/Annual%20Reports/Annual%20Report%202013.pdf> (siehe Seite 8).
- FINGRID OYJ [2014]. *Annual Report 2014*. 2014. http://annualreport.fingrid.fi/SiteCollectionDocuments/D_EN/AR_EN.pdf (siehe Seiten 64, 66).
- Freileitung oder Erdkabel - Hintergrundinformation* [2012]. 50Hertz Transmission GmbH. Eichenstraße 3A, 12435 Berlin, März 2012. <http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Freileitung-vs-Kabel/Hintergrundinformationen-Erdkabel-Freileitung-201203.pdf> (siehe Seite 18).
- Geschäftsbericht 2014* [2015]. Austrian Power Grid AG. Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, März 2015. <https://www.apg.at/~media/294F3183EBE54A5AA057A4B5F8106AF7.pdf> (siehe Seiten 6, 61, 63).
- Gutschi, Ch. u. a. [2009]. "ATLANTIS - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030". *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 126.12 (Dez. 2009), Seiten 438–448 (siehe Seite 36).
- Heuck, Klaus, Klaus-Dieter Dettmann und Detlef Schulz [2013]. *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Band 1. 9. Auflage. Springer Vieweg, 2013. ISBN 9783834816993 (siehe Seiten 8–10, 12, 13, 15, 16, 19).
- Hofmann, Marcus und Alfred Schuch [2015]. *Bewertung der Energieeffizienzpotenziale der österreichischen Gas- und Strominfrastruktur*. Feb. 2015. [http://www.bmfwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/Documents/Bewertung%](http://www.bmfwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/Documents/Bewertung%20der%20Energieeffizienzpotenziale%20der%20%C3%96sterreichischen%20Gas-und%20Strominfrastruktur.pdf)

- 20der%20Energieeffizienzpotenziale%20der%20C3%83%C2%B6sterreichischen%20Gas-
%20und%20Strominfrastruktur.pdf (siehe Seiten 45, 57, 61).
- Homepage der europäischen Zentralbank* [2016]. 2016. <https://www.ecb.europa.eu/mopo/html/index.en.html> (siehe Seite 44).
- Hungarian energy and public utility regulatory authority und Mavir Hungarian independent transmission operator company LTD. [2013]. *Statistical Data of the Hungarian Power System*. 2013. <https://www.mavir.hu/web/mavir-en/statistical-data-of-the-hungarian-power-system> (siehe Seite 40).
- Hutzchenreuter, Thomas [2015]. *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 6. Auflage. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015. ISBN 9783658085636 (siehe Seiten 3–5).
- IEE HISTORICAL MILESTONE - 50 Years Star of Laufenburg* [2010]. IEEE Switzerland. 19. Aug. 2010. <http://www.ieee.ch/assets/Uploads/pes/downloads/1008/1004ieehistoricalmilestonestarloflaufenburg.pdf> (siehe Seite 27).
- Institut für Betriebswirtschaftslehre und Betriebssoziologie TU Graz [2007]. *Buchhaltung und Bilanzierung - Bilanzierung des Anlagevermögens*. 2007. http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i3730/files/Lehre/Bubi%20SEWM_alt/Folien%20aus%20der%20VL/14_Anlagevermoegen.pdf (siehe Seite 4).
- Lagendijk, Vincent [2008]. *Electrifying Europe: The Power of Europe in the Construction of Electricity Networks*. Amsterdam University Press, 2008. ISBN 9789052603094 (siehe Seiten 25, 27–29).
- Lehmköster, Carsten [ohne Datum]. *Challenges for an Independent Transmission Operator in terms of ownership and system operation*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/media/workshops/2015/esapworkshopiv/Lehmkoeester.pdf> (siehe Seiten 21, 22).
- Meeus, Leonardo, Konrad Purchala und Ronnie Belmans [2005]. “Development of the Internal Electricity Market in Europe”. *The Electricity Journal* 18.6 (Juli 2005), Seiten 25–35 (siehe Seite 20).
- Nordregio - Nordic Centre for Spatial Development [2004]. *Mountain Areas in Europe > Analysis of mountain areas in EU member states, acceding and other European countries*. Jan. 2004. <http://www.nordregio.se/en/Publications/Publications-2004/Mountain-areas-in-Europe/> (siehe Seiten 50, 53–55).
- Opresnik, Marc Oliver und Carsten Rennhak [2015]. *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre - Grundlagen unternehmerischer Funktionen*. 2. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015. ISBN 9783662443262 (siehe Seiten 3–5, 63).
- Oswald, B.R. und L. Hofmann [2010]. *Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380kV-Leitung Wahle-Mecklar*. Leibniz Universität Hannover. März 2010. <http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Onshore/wirtschaftlichkeitsvergleich-wahle-mecklar.pdf> (siehe Seite 18).

- Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International [2012]. *Electricity Transmission Costing Study: An Independent Report Endorsed by the Institution of Engineering and Technology*. 2012. http://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Files_RGI/Studies/Electricity_Transmission_Costing_Study_Parsons_Brinckerhoff.pdf (siehe Seiten 18, 42, 61, 81, 82).
- REN - Redes Energeticas Nacionais [2012]. *Rede Nacional de Transporte de Eletricidade*. 2012. http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Documents/MapaRNTEletricidade_Verso.pdf (siehe Seiten 40, 43).
- RTE France [ohne Datum]. *The most popular European Model: the Ownership Unbundling (OU)*. Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry. http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/004_03_02.pdf (siehe Seiten 22–24).
- Schwab, Adolf J. [2015]. *Elektroenergiesysteme*. 4. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015. ISBN 9783662468555 (siehe Seiten 8–10, 17, 19–21, 33).
- Seidl, Hannes und Reemt Heuke [2014]. *Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Chaussestr. 128a, 10115 Berlin, Juli 2014. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/technologieuebersicht> (siehe Seiten 17, 18, 42, 61).
- Shoai Tehrani, Bianka [2013]. "Historical approach of European electricity market". *La lettre de l'ltese Numero 19 - ETE 2013* 44 (2013), Seiten 17–21 (siehe Seite 20).
- Statistical Factsheet 2014* [2014]. ENTSO-E. 2014. https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2014_web.pdf (siehe Seite 32).
- Statistische Datenbank der OECD* [2015]. 2015. <http://stats.oecd.org> (siehe Seiten 51, 53, 54).
- Terna S.p.A. [2014]. *Annual Report 2014*. 2014. http://integrated.terna-reports.it/2014/sites/default/files/pdf-header/Terna_Annual_Report_2014.pdf (siehe Seiten 67, 69).
- UCPTE Jahresbericht* [1976]. Sekretariat der UCPTE. 1976 (siehe Seiten 26–28).
- UCPTE Jahresbericht* [1985]. Sekretariat der UCPTE. 1985 (siehe Seite 29).
- UCPTE Jahresbericht* [1995]. Sekretariat der UCPTE. 1995 (siehe Seite 29).
- Walser, Monika und Fritz Wagner [ohne Datum]. *UCPTE/UCTE The 50 Year Success Story - Evolution of a European Interconnected Grid*. Secretariat of UCTE. Boulevard Saint-Michel 15 B-1040 Brussels. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/110422_UCPTE-UCTE_The50yearSuccessStory.pdf (siehe Seiten 25, 26, 28–30, 32).

Weber, Wolfgang, Rüdiger Kabst und Matthias Baum [2014]. *Einführung in die Betriebswirtschaftslehre*. 9. Auflage. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014. ISBN 9783834946768 (siehe Seiten 3, 4).

Anhang 1

A Mittlere Investitionskosten nach [Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International, 2012]

Am Beginn des Anhangs findet sich auf der folgenden Seite in Abbildung 1 eine Berechnung, aus der die durchschnittlichen Investitionskosten pro Kilometer für die beiden verschiedenen Übertragungstechnologien Freileitung und Erdkabel hervorgehen. Quelle für die Grundlage dieser Berechnung ist die britische Studie [Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International, 2012]. Die darin enthaltenen Investitionskosten für verschiedene Übertragungskapazitäten von Kabeln und Freileitungen werden gemittelt, anschließend werden die errechneten Werte durch die entsprechende Leitungslänge dividiert und von britischen Pfund auf Euro-Werte umgerechnet. Auf diese Weise erhält man die durchschnittlichen längen- und kapazitätsunabhängigen Investitionskosten der beiden Technologien laut dieser Quelle.

Nebenrechnung "Electricity Transmission Costing Study" - Parsons Brinckerhoff 2012

Quelle: http://www.finanzen.net/devisen/britische_pfund-euro-kurs/historisch

400kV Technologie	Quelle Seite	Route Length in km	Capacity	Build Cost Total in M€	BC per km in M€	BC per km in M€	ØBC pro km in M€ (Kapazitätsunabhängig)	Ø Investitionskosten pro km in M€ (Cap- und Km-unabhängig)
OHL	22	3 Lo	£	4,50	1,5	1,857		
OHL	24	3 Med	£	5,30	1,766666667	2,187133333	2,173377778	
OHL	26	3 Hi	£	6,00	2	2,476		
OHL	28	15 Lo	£	21,40	1,426666667	1,766213333		
OHL	30	15 Med	£	25,20	1,68	2,07984	2,074337778	2,063333333
OHL	32	15 Hi	£	28,80	1,92	2,37696		
OHL	34	75 Lo	£	100,20	1,336	1,653968		
OHL	36	75 Med	£	118,20	1,576	1,951088	1,942284444	
OHL	38	75 Hi	£	134,60	1,794666667	2,221797333		
Cbl buried	42	3 Lo	£	35,50	11,83333333	14,64966667		
Cbl buried	44	3 Med	£	61,80	20,6	25,5028	22,47657778	
Cbl buried	46	3 Hi	£	66,10	22,03333333	27,27726667		
Cbl buried	48	15 Lo	£	144,20	9,613333333	11,90130667		
Cbl buried	50	15 Med	£	260,30	17,35333333	21,48342667	18,88362667	19,84082993
Cbl buried	52	15 Hi	£	281,90	18,79333333	23,26614667		
Cbl buried	54	75 Lo	£	687,80	9,170666667	11,35328533		
Cbl buried	56	75 Med	£	1.252,70	16,70266667	20,67790133	18,16228533	
Cbl buried	58	75 Hi	£	1.360,40	18,13866667	22,45566933		
Cbl tunnel	60	3 Lo	£	98,60	32,86666667	40,68893333		
Cbl tunnel	62	3 Med	£	120,50	40,16666667	49,72633333	46,97522222	
Cbl tunnel	64	3 Hi	£	122,40	40,8	50,5104		
Cbl tunnel	66	15 Lo	£	320,10	21,34	26,41892		
Cbl tunnel	68	15 Med	£	412,40	27,49333333	34,03674667	31,75332444	35,89264622
Cbl tunnel	70	15 Hi	£	421,70	28,11333333	34,80430667		
Cbl tunnel	72	75 Lo	£	1.442,20	19,22933333	23,80591467		
Cbl tunnel	74	75 Med	£	1.886,60	25,15466667	31,14147733	28,949392	
Cbl tunnel	76	75 Hi	£	1.932,60	25,768	31,900784		

Abbildung 1: Berechnung der durchschnittlichen Investitionskosten pro Kilometer Freileitung/Kabel laut [Parsons Brinckerhoff und Cable Consulting International, 2012]

B Offizielles Kartenmaterial der ENTSO-E/UC(P)TE

Im Anschluss an die soeben beschriebene Nebenrechnung finden sich als Teil dieses Anhangs sämtliche offiziellen Karten der ENTSO-E beziehungsweise UC(P)TE. Zu verdanken sind diese Karten der freundlichen Mithilfe von Herrn Philippe Lagarigue (ENTSO-E Servicedesk-Mitarbeiter, siehe Abschnitt 4.2.1.2). Die angeführten Karten sind anhand ihres Veröffentlichungsjahrs absteigend gereiht.

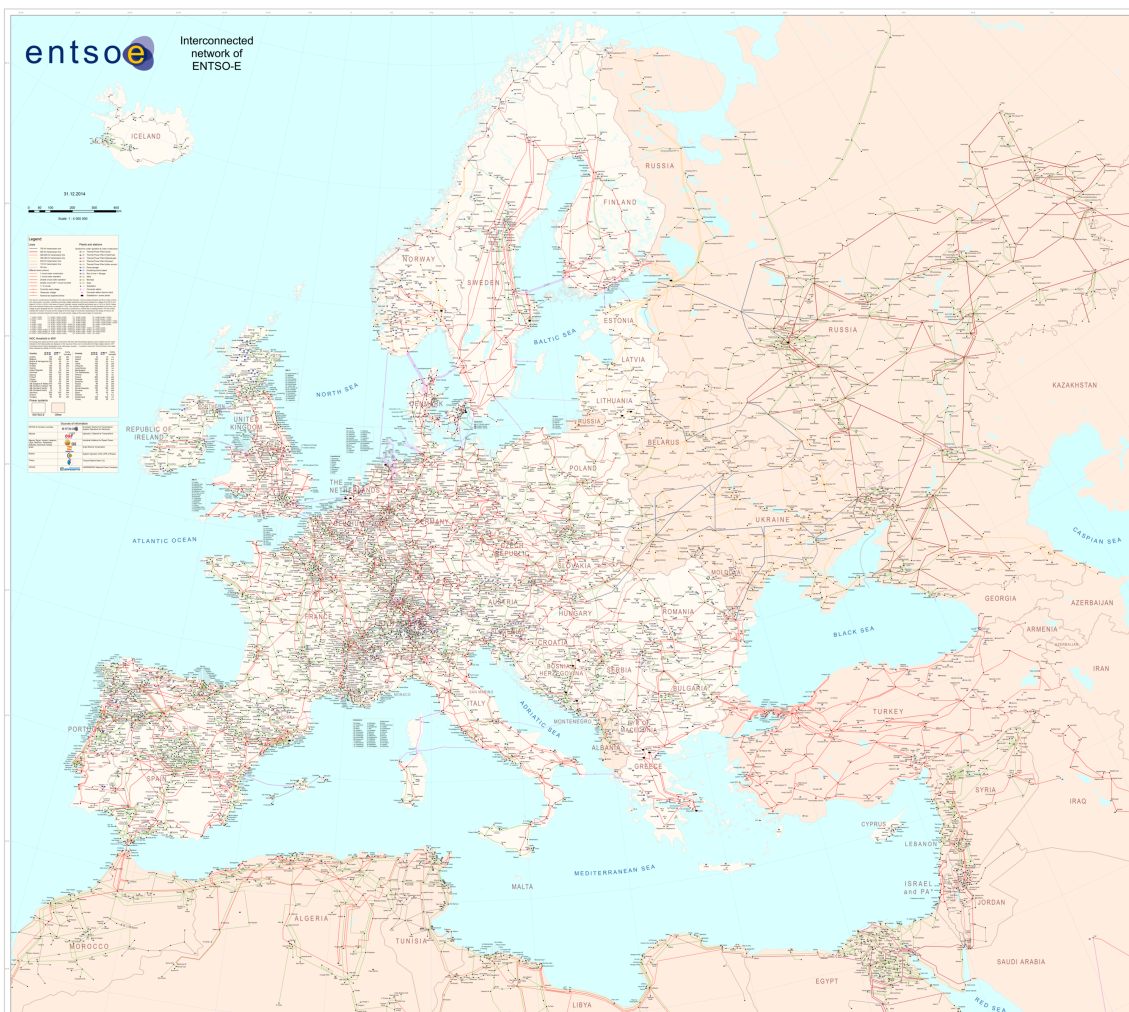


Abbildung 2: ENTSO-E-Netz im Jahr 2014

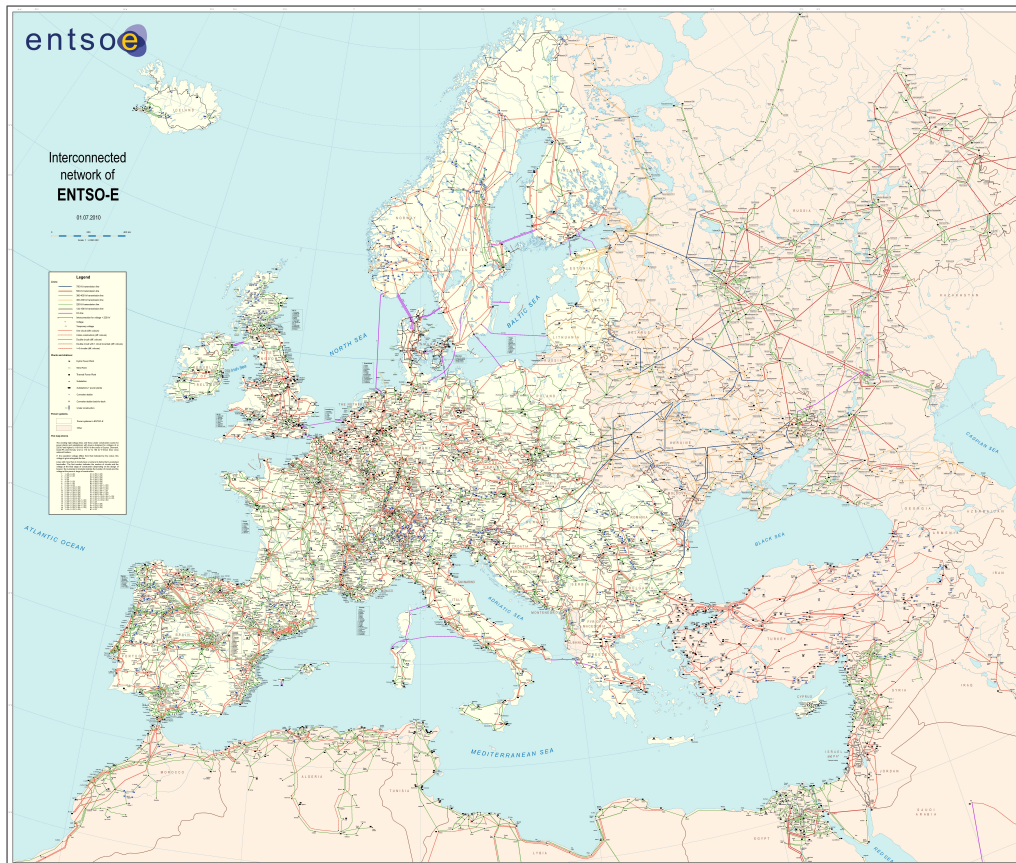


Abbildung 3: ENTSO-E-Netz im Jahr 2010

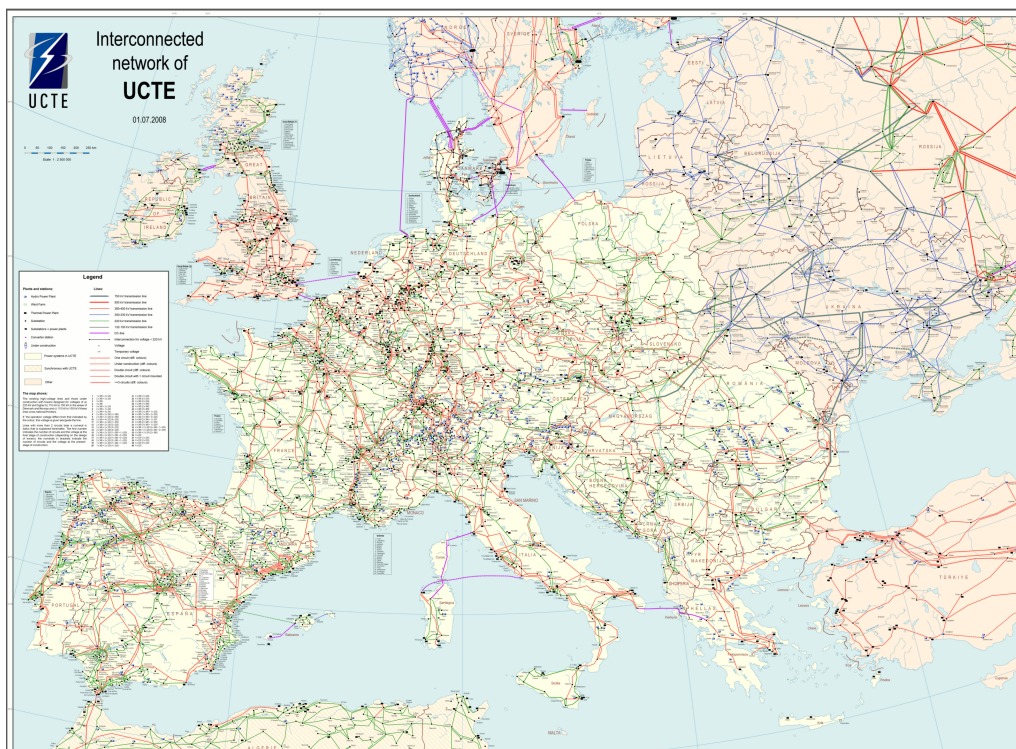


Abbildung 4: UCTE-Netz im Jahr 2008

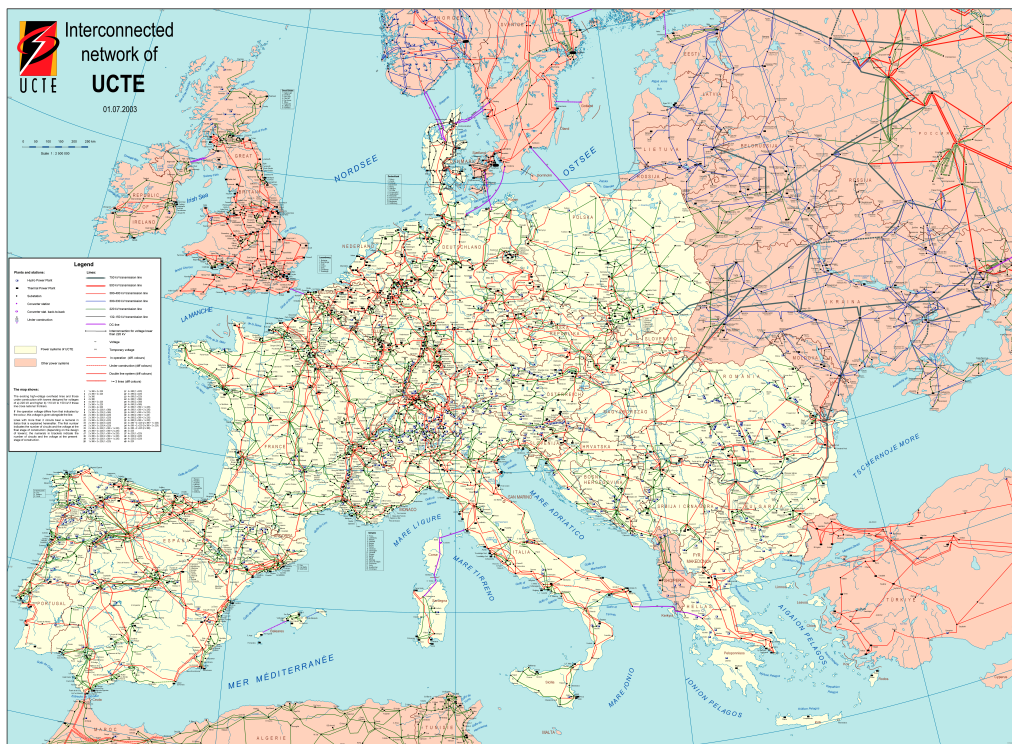


Abbildung 5: UCTE-Netz im Jahr 2003



Abbildung 6: UCPTTE-Netz im Jahr 1994



Abbildung 7: UCPTe-Netz im Jahr 1984



Abbildung 8: UCPTe-Netz im Jahr 1974



Abbildung 9: UCPTe-Netz im Jahr 1966



Abbildung 10: UCPTe-Netz im Jahr 1956

