

Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz

Masterarbeit

Christof Lorenz Duthaler

D-ITET, EEH – Power Systems Laboratory
Eidgenössische Technische Hochschule Zürich

in Zusammenarbeit mit



Betreuer:

Dipl.-Ing. Martin Kurzidem

Prof. Dr. Göran Andersson

Zürich, August 2007

Kurzfassung

In dieser Arbeit werden die Power Transfer Distribution Factors (PTDF) und das zugehörige Flowgate-Modell untersucht und mit dem heutigen NTC-Modell verglichen. Anhand von AC-Lastflusssimulationen des stark vermaschten Europäischen Höchstspannungsnetzes wird analysiert, welchen Einfluss unterschiedliche Produktionsstandorte, die Bildung von Zonen, topologische Änderungen sowie jahres- und tageszeitabhängige Betriebspunkte des Netzes auf die PTDF und die Grenzkapazitäten haben. Die den PTDF zugrundeliegenden Annahmen des linearen DC-Lastflussmodells werden empirisch überprüft.

Die Arbeit kommt zum Ergebnis, dass die Voraussetzungen für die Verwendung der linearen DC-Lastflussgleichungen im UCTE-Höchstspannungsnetz bei gewöhnlichen Betriebsbedingungen ausreichend gut erfüllt sind. In einem vollständigen Netzmodell ist die Effizienz des PTDF-Modells in der Kapazitätsallokation stets gleich gross oder grösser als die Effizienz von NTC-Profilen. In einem reduzierten Netzmodell wie dem Zonenmodell ist die auftretende Streuung der PTDF aufgrund der oben genannten Einflussfaktoren jedoch so gross, dass ein effizienter Netzbetrieb mit PTDF nicht mehr möglich ist. Zudem wird gezeigt, dass Grenzkapazitäten in einem Zonenmodell grundsätzlich überdefiniert sind und sich deshalb nicht eindeutig bestimmen lassen.

Um die Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazität im Europäischen Stromnetz dynamisch und marktbasiert zu gestalten und gleichzeitig die Netzsicherheit jederzeit zu gewährleisten, wird der Einsatz von PTDF aufgrund der Ergebnisse dieser Arbeit nur im Rahmen eines knotenbasierten Netzmodells vorgeschlagen.

Vorwort

Diese sechsmonatige Masterarbeit wäre nicht möglich gewesen ohne die Beteiligung, Zusammenarbeit und Unterstützung zahlreicher Personen. Mein spezieller Dank geht an **Professor Göran Andersson** vom Power Systems Laboratory an der ETH Zürich, der die Projektidee und die Zusammenarbeit mit der Netzgesellschaft swissgrid von Beginn weg begrüsst und überhaupt erst ermöglicht hat. Doktorand **Martin Kurzidem** gab mir auf dem langen Weg von der Ausarbeitung der Aufgabenstellung bis hin zur Fertigstellung des Berichtes entscheidende Impulse und betreute mich stets hervorragend.

Ein grosses Dankeschön geht an **Philipp Huber**, Leiter der Abteilung Netzplanung und Studien bei der swissgrid ag. Er sorgte für ideale Rahmenbedingungen, die massgeblich zum Gelingen der Arbeit beitrugen, und integrierte mich vertrauensvoll und als vollwertiges Mitglied in sein Team. Ein Team, das ich mir nicht besser hätte wünschen können: Insbesondere die Gespräche und der Gedankenaustausch mit **Matthias Schmid** und **Marc Emery** waren von unschätzbarem Wert. Mit ihrer Erfahrung und ihrem Humor standen sie mir bei all meinen Fragen stets zur Seite und motivierten mich. **Pablo Fernandez** trug entscheidende Zeilen zur Entwicklung meines Makros bei.

Mein Dank geht nicht zuletzt an **Dr. Ingemund Nordanlycke**, den Entwickler der AC-Lastflusssimulationssoftware ISPEN, die ich für meine Arbeit verwenden durfte.

Hochspannende Einblicke in die neuen Strommärkte von Kalifornien und Texas ermöglichten mir **Roger Treijnen** vom California ISO und **Professor Ross Baldick** von der University of Austin, Texas.

Im August 2007

Christof Duthaler

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
2	Literaturrecherche	3
2.1	Wissenschaftliche Untersuchungen.....	3
2.2	Erfahrungen aus den Märkten	7
3	Grundlagen	17
3.1	Das Stromnetz und die Lastflussgleichungen	17
3.2	Power Transfer Distribution Factors (PTDF)	18
3.3	Transitivität der PTDF.....	23
3.4	Die Bildung von Zonen und Flowgates	24
3.5	Grenzüberschreitende Kapazitäten.....	26
3.6	Das NTC-Modell.....	26
3.7	Der flussbasierte ("flow-based") Ansatz	28
3.8	AC Lastfluss Simulation: ISPEN	29
3.9	Zur Rechenzeit von AC-Simulationen	31
3.10	Regionen des Europäischen Strombinnenmarktes	32
3.11	Länderkennzeichnung.....	33
4	Methodik.....	35
4.1	Netzmodell.....	35
4.2	Fokus auf drei UCTE-Regionen.....	35
4.3	Einsatz der Generatoren ("Generation-Shift")	36
4.4	Bestimmung der PTDF-Matrix	38
4.5	Bestimmung der Grenzkapazitäten	39
4.6	Absolute und relative Werte	41

4.7	Bestimmung der Signifikanzniveaus.....	44
4.8	Erklärung einer PTDF-Matrix.....	45
5	Resultate: Bestimmung und Streuung der PTDF.....	46
5.1	Vergleich von DC- mit AC-PTDF	46
5.2	Transitivität von AC-PTDF	49
5.3	Linearität der AC-PTDF	51
5.4	Methode der Produktionsänderung (Generation-Shift).....	53
5.5	Einfluss der Topologie.....	54
5.6	Betriebspunkt	57
5.7	Bildung von Zonen.....	60
5.8	Sichere PTDF	66
6	Resultate: Bestimmung von Grenzkapazitäten.....	68
6.1	Definition der Grenzkapazitäten	69
6.2	Bestimmung der Grenzkapazitäten	74
6.3	Einfluss der Sicherheitsstufen und Spannungsniveaus.....	81
6.4	Engpässe innerhalb von Zonen	82
6.5	Einfluss von Transaktionen und Basisfall	83
6.6	Vergleich mit NTC-Profilen	84
6.7	Das Flowgate-Paradoxon.....	85
6.8	Flowgates und kritische Elemente.....	86
7	Allokations-Mechanismus: PTDF vs. NTC.....	89
7.1	Vollständiges Netzmodell.....	89
7.2	Reduziertes Netzmodell.....	99
8	Zusammenfassung.....	102
9	Fazit des Autors	103

10	Literaturverzeichnis.....	106
11	Anhang.....	111
11.1	Bestimmung der PTDF aus der Knoten-Admittanz-Matrix	111
11.2	UCTE-Dateien und Makro-Quellcode	113

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Texas, von einer zonen- zu einer knotenbasierten Darstellung [67].	9
Abbildung 2-2: Neuseeländisches Stromnetz, vereinfachte Darstellung [80].	10
Abbildung 2-3: Zonenbasierte Darstellung des australischen Strommarktes [66].	11
Abbildung 2-4: Skandinavischer Strommarkt (Nordpool) mit Preiszonen [64].	12
Abbildung 2-5: Trilaterale Marktkopplung, beteiligte Länder [4].	13
Abbildung 2-6: Die südosteuropäische Region [39].	14
Abbildung 2-7: Die Länder der Region Zentralosteuropa [31].	15
Abbildung 3-1: Flussbestimmung in einem Netz mit zwei Zweigen.	20
Abbildung 3-2: Einfaches Stromnetz mit drei Knoten. Quelle: [47].	21
Abbildung 3-3: Das UCTE-Netz.	25
Abbildung 3-4: Bildung von Zonen entlang der politischen Ländergrenzen [76].	25
Abbildung 3-5: Vereinfachte Netzdarstellung mit Hubs und Flowgates.	26
Abbildung 3-6: Definition von NTC und NTF [33].	27
Abbildung 3-7: Die sieben ERGEG Regionen.	33
Abbildung 4-1: Prozessdiagramm zur Bestimmung von PTDF und Grenzkapazitäten.	40
Abbildung 4-2: Absolute und relative Abweichungen der PTDF.	43
Abbildung 5-1: Kumulative Verteilung der absoluten Differenzen zwischen AC- und DC-PTDF (ohne Wirkleistungsverluste).	48
Abbildung 5-2: DC versus AC PTDF.	49
Abbildung 5-3: Relative Fehler durch Transitivität bezogen auf absolute PTDF.	51
Abbildung 5-4: Detailansicht für den Effekt des Transaktionsvolumens.	53
Abbildung 5-5: Einfluss der Methode der Produktionsänderung.	54
Abbildung 5-6: Streuung der PTDF durch topologische Änderungen.	56
Abbildung 5-7: Streuung der PTDF zwischen Sommer und Winter.	58

Abbildung 5-8: Relative Differenzen der PTDF zwischen Tag und Nacht.	60
Abbildung 5-9: Subzonen in Europa.....	62
Abbildung 5-10: Subzonen in Europa.....	62
Abbildung 5-11: Unterteilung der französischen Zone in F2a und F2b.	65
Abbildung 6-1: Transaktion in einem vollständigen Netzmodell.....	69
Abbildung 6-2: Ungleichungssysteme im FNM und RNM.	70
Abbildung 6-3: Grenzkapazität in Abhängigkeit der Produktion.....	71
Abbildung 7-1: Beispielnetz.....	90
Abbildung 7-2: Transaktionen und Flüsse von A nach D gemäss bilateralem NTC- Modell.	91
Abbildung 7-3: Transaktion von A nach D und Flüsse gemäss PTDF-Modell.	91
Abbildung 7-4: Angepasstes Beispielnetz (Netzzweig BC).....	96
Abbildung 7-5: NTC-Profil über AD und AB.....	97
Abbildung 7-6: Beispielnetz mit Zonen und Flowgates.	100
Abbildung 9-1: Flussbasierte Modelle.	104
Abbildung 9-2: Vertragspfad, flussbasierte Pfade, Punkt-zu-Punkt Transaktionen.....	105

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: PTDF-Matrix.....	22
Tabelle 3-2: Erweiterte PTDF-Matrix.....	23
Tabelle 3-3: Ländernamen mit UCTE- und im ISO-Code.....	34
Tabelle 4-1: PTDF Matrix mit eingefärbten Signifikanzniveaus.	45
Tabelle 5-1: Differenz zwischen AC- und DC-PTDF, mit Wirkleistungsverlusten.....	47
Tabelle 5-2: Differenz zwischen AC- und DC-PTDF, ohne Wirkleistungsverluste.	47
Tabelle 5-3: Relative Fehler durch Anwendung der Transitivität bei AC-PTDF.	50
Tabelle 5-4: Effekt des Transaktionsvolumens.	52
Tabelle 5-5: Streuung der PTDF für sieben geplante Ausserbetriebnahmen im August 2007.....	55
Tabelle 5-6: Streuung PTDF, Sommer-Winter.....	57
Tabelle 5-7: Streuung PTDF, Tag-Nacht.....	59
Tabelle 5-8: Abweichende PTDF der Subzonen.	62
Tabelle 5-9: Abweichungen durch Verwendung von Zonen-PTDF.....	63
Tabelle 5-10: Streuung der PTDF auf den Flowgates von Central West.....	65
Tabelle 5-11: Überschätzung der Flüsse durch sichere PTDF.....	67
Tabelle 5-12: Performance der sicheren PTDF nach UCTE-Region.	67
Tabelle 6-1: Maximale Flüsse pro Flowgate, in MW	77
Tabelle 6-2: Maximale Transaktionen, die ein Flowgate zulassen würde, in MW.....	77
Tabelle 6-3: Grenzkapazitäten pro Flowgate und Transaktion, in MW.	78
Tabelle 6-4: Max. Transaktionen, die im 380 kV Netz (n)-sicher sind, und limitierende Elemente.....	79
Tabelle 6-5: Grenzkapazitäten, die im 380 kV Netz (n)-sicher sind.	79

Tabelle 6-6: Max. Transaktionen, die im 220 kV Netz (n)-sicher sind, und limitierende Elemente.....	79
Tabelle 6-7: Grenzkapazitäten, die im 220 kV Netz (n)-sicher sind.	79
Tabelle 6-8: Max. Transaktionen, die im 380 kV Netz (n-1)-sicher sind, und limitierende Elemente.	80
Tabelle 6-9: Grenzkapazitäten, die im 380 kV Netz (n-1)-sicher sind.	81
Tabelle 6-10: Max. Transaktionen, die im 220 kV Netz (n-1)-sicher sind, und limitierende Elemente.	81
Tabelle 6-11: Grenzkapazitäten, die im 200 kV Netz (n-1)-sicher sind.	81
Tabelle 6-12: Einfluss der Sicherheitsstufen und Spannungsniveaus auf die Grenzkapazitäten.	82
Tabelle 6-13: Grenzkapazitäten für Transaktionen nach Frankreich, (n-1) sicher im 380 kV Netz.	83
Tabelle 6-14: Grenzkapazitäten für Snapshot vom 19. Juli 2007, (n-1), 380 kV.....	84
Tabelle 6-15: Grenzkapazität auf Länderprofilen im Vergleich mit NTC-Profilwerten, in MW.	85
Tabelle 6-16: Beispiel für den Effekt des Flowgate-Paradoxons.	86
Tabelle 6-17: Streuung der PTDF durch topologische Änderung.	88
Tabelle 7-1: Max. Austausch AD nach NTC-Aufteilung, in MW.	92
Tabelle 7-2: Max. Austausch BD mit NTC-Profilen gemäss AD, in MW.	93
Tabelle 7-3: Max. Austausch BD mit NTC-Profilen gemäss BD, in MW.	94
Tabelle 7-4: Max. Austausch CD für alle NTC-Profil-Aufteilungen, in MW.	95
Tabelle 9-1: Kosten historischer und hypothetischer Blackouts [15].	105

1 Einführung

Im Zuge der in den 90er Jahren initiierten Strommarktliberalisierung ist es das erklärte Ziel der Europäischen Union die nationalen Strommärkte der Mitgliedstaaten zu einem gemeinsamen, internen Elektrizitätsmarkt (Internal Electricity Market, IEM) zusammenzuführen [29]. Mit dieser Kopplung der Märkte soll ein wettbewerbsfähiger europäischer Strombinnenmarkt geschaffen und die elektrische Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Als Vorbild dient in dieser Beziehung der funktionierende Strommarkt in Skandinavien, wo sich Norwegen, Schweden und Finnland bereits zu Beginn der 90er Jahre zum gemeinsamen Nordpool zusammengeschlossen haben.

Mit der Schaffung eines gemeinsamen Strombinnenmarktes wird ein verstärkter Austausch und Handel von elektrischer Energie zwischen den Mitgliedstaaten angestrebt und damit auch die bestehende elektrische Infrastruktur, insbesondere das Übertragungsnetz im UCTE-Regelgebiet, intensiver genutzt. Da das grenzüberschreitende Übertragungsnetz ursprünglich eine technische und absichernde Funktion besass und nicht primär für den Stromhandel konzipiert wurde, ist man heute mit Engpasssituationen konfrontiert, in denen die Übertragungskapazitäten den Austausch elektrischer Energie mancherorts limitieren und damit eine vollständige ökonomische Verbindung und ein einheitliches Preisniveau der nationalen Strommärkte verhindern.

Um diese Situation zu überwinden, wird einerseits das europäische Übertragungsnetz gezielt ausgebaut und seine Kapazität erhöht. Andererseits werden neue Konzepte für die Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels und für das Engpassmanagement diskutiert und regional getestet. Im Juli 2004 trat in diesem Kontext die EU-Richtlinie 1228/2003 mit "gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt" und "Grundsätzen für den grenzüberschreitenden Stromhandel" in Kraft [57].

Einer der in diesem Zusammenhang meist genannten Vorschläge ist die flussbasierte Marktkopplung ("Flow Based Market Coupling") [36]. Gemäss diesem Konzept soll der Europäische Strommarkt entsprechend den heutigen nationalen Märkten in Zonen eingeteilt und die Handelskapazität zwischen diesen Zonen unter Berücksichtigung der tatsächlich auftretenden Stromflüsse marktbasierend vergeben werden. Die Umsetzung des

Stromhandels auf die Ebene der physikalischen Stromflüsse soll mittels Power Transfer Distribution Factors (PTDF) geschehen.

Die Einführung der flussbasierten Marktkopplung mittels PTDF wird in Europa spätestens seit Erscheinen der EU-Richtlinie 1228/2003 auf verschiedenen Ebenen diskutiert. Dabei ist keineswegs klar ist, ob sich das Konzept im stark vermaschten Europäischen Stromnetz wirkungsvoll umsetzen lässt. An dieser Stelle knüpft die vorliegende Masterarbeit an: Sie untersucht die Implementierung der PTDF bzw. des flussbasierten Modells im Europäischen Kontext.

Die Arbeit ist wie folgt gegliedert: Kapitel 2 präsentiert die recherchierte Literatur. Kapitel 3 geht auf die grundlegenden Konzepte ein, während Kapitel 4 die Methodik dieser Arbeit erläutert. Kapitel 5 und 6 präsentieren die Ergebnisse der Simulationen, Kapitel 7 vergleicht das PTDF-Modell mit dem heute gängigen NTC-Ansatz, Kapitel 8 und 9 geben eine Zusammenfassung und ziehen ein Fazit.

Noch ein Hinweis sprachlicher Art: Die Abkürzung "PTDF" wird in dieser Arbeit der Einfachheit halber sowohl für den Singular wie für den Plural des Englischen Ausdrucks "Power Transfer Distribution Factor(s)" verwendet.

2 Literaturrecherche

Die recherchierte Literatur lässt sich in zwei Schwerpunkte gliedern: Den wissenschaftlichen Untersuchungen zum flussbasierten Modell und PTDF einerseits und den praktischen Erfahrungen aus den liberalisierten Strommärkten andererseits. Bei begrifflichen Unklarheiten sei auf das nachfolgende Kapitel 3 verwiesen, das die grundlegenden Konzepte erläutert.

2.1 Wissenschaftliche Untersuchungen

2.1.1 AC und DC PTDF

Verschiedene Autoren setzen sich mit der Gültigkeit und Qualität der DC Lastfluss-Approximation auseinander. Baldick zeigt in [8] theoretisch, dass die PTDF in einem verlustbehafteten Netz mit unveränderter Topologie und ausreichend Blindleistungskompensation annähernd konstant sind. Er überprüft dies in [9] empirisch anhand der Eastern, Western und Texas Interconnection und kommt zum Schluss, dass sich die PTDF zwischen dem "leeren Netz"¹ und der Spitzenbelastung des Netzes im Sommer ("Summer Peak") kaum verändern, vorausgesetzt die Topologie bleibt konstant.

In [75] wird der Einfluss des Spannungsprofils, der Spannungswinkel und der Wirkleistungsverluste auf die DC-Approximation am Beispiel des belgischen Höchst- und Hochspannungsnetzes untersucht. Besonders das Spannungsprofil erweist sich als kritischer Parameter. Die Fehler bleiben aber im Allgemeinen unter fünf Prozent bezogen auf die AC-Lastflusssimulation.

¹ Im leeren Netz ist die Produktion an jedem Knoten gleich Null.

In [23] werden aus praktischer Sicht verschiedene Simulationstechniken für die Engpassbestimmung in grossen Netzen wie der nordamerikanischen "Western Interconnection" verglichen. Der PTDF-Ansatz wird für diesen Zweck als ungeeignet eingestuft, ein AC-OPF ("Optimal Power Flow") als sehr exakt aber rechnerisch aufwändig. Als Mittelweg wird ein DC-OPF mit dem vollständigen Netz vorgeschlagen. In die gleiche Richtung gehen die Ergebnisse von [72]. Die Effizienz von AC- und DC-OPF für die Engpass- und Preisbestimmung in U.S. Midwest werden verglichen. Die DC-Simulation registriert teilweise nur die Hälfte der Engpässe, doch verpasst er sie meist nur um ein bis fünf Prozent bezogen auf die maximale Belastung. Das Ergebnis wird als "ziemlich gut" eingestuft. Für die Autoren von [59] entstehen durch den DC-Ansatz jedoch höhere Engpasskosten wie mit einem AC-Ansatz.

In [61] wird die Robustheit von PTDF gegen Änderungen von Leitungsparameter und in der Topologie analysiert. Die Robustheit wird von den Autoren als "gut" eingestuft, obschon Abweichungen von 20% und mehr auftreten. In [40] werden ebenfalls die Auswirkungen von Messfehlern und Änderungen der Leitungsparameter auf PTDF studiert und eine grosse Sensitivität registriert.

Zahlreiche Autoren gehen davon aus, eine AC Simulation grosser Netze sei sehr rechenintensiv (siehe Kapitel 3.9). Sie entwickeln in der Folge vereinfachte AC- oder ausgebaute DC-Modelle. Ausgehend von einem linearen DC-Modell wird beispielsweise die Blindleistung berücksichtigt oder das Spannungsprofil miteinbezogen [44],[45],[86]. Es wird auch eine AC Simulation verwendet und um verschiedene Betriebspunkte linearisiert [41],[58]. In [65] wird eine Taylorreihe gebildet, um zusätzlich die quadratischen Terme zu berücksichtigen. Die Autoren von [59],[62] nehmen eine Entkoppelung des aktiven und reaktiven Teils der Lastflussgleichung vor. In [63] wird ein Pfadmodell vorgeschlagen, das nur die Pfade mit geringster Impedanz berücksichtigt.

Alle diese Ansätze liegen in ihrer Genauigkeit zwischen einer AC- und einer DC-Simulation.

2.1.2 Knoten- versus Zonenmodell

Hierbei geht es um die Frage, ob für die Engpassbestimmung und Preisbildung in einem Stromnetz jeder Knoten zu berücksichtigen ist, oder ob Knoten zu Zonen zusammengefasst werden können und sollen.

Hogan argumentiert in einer Serie von Berichten und Studien gegen das Zonenmodell. Es sei im Betrieb "technisch nicht sicher und ökonomisch nicht effizient". Es führe zu "verzerrten Preisen", "falschen Anreizen" und erlaube die "Ausübung lokaler Marktmacht". Engpässe werden nicht vollständig erfasst und nicht richtig bewertet. Insgesamt resultiere aus einem flussbasierten Zonenmodell nicht die erhoffte Vereinfachung für den Stromhandel [49],[50],[51],[52],[53],[54],[55].

Baldick analysiert in [7] die Streuung der PTDF, wie sie durch das Zonenmodell in Texas hervorgerufen wird. Er demonstriert, dass die Verwendung von zonenbasierten PTDF mit grossen Fehlern einhergeht und zusammen mit der Berücksichtigung von falschen Engpässen zu einer ineffizienten Allokation führt.

In [1] wird anhand des kalifornischen Zonenmodells gezeigt, wie die Redispatchkosten für die Behebung von Engpässen innerhalb der Zonen die Auktionskosten für die Allokation von Kapazität zwischen den Zonen ab 2003 übertrafen, da die Engpässe innerhalb der Zonen durch das Modell nicht abgebildet wurden und deshalb erst während des Betriebs erkannt und kurzfristig behoben werden mussten.

In Europa demonstrierte Smeers, dass die Bildung von Zonen zu potentiell unsicheren PTDF führen kann und die notwendigen Transferkapazitäten in einem vermaschten Netz kaum zu definieren sind [13],[29],[79]. Eine ökonomische Betrachtung in [42] ergibt, dass ein Wechsel von einem zonenbasierten zu einem knotenbasierten Preismodell einen Wohlfahrtsgewinn bedeutet. Zum gleichen Resultat kommt [60]. In [19] wird davor gewarnt, dass in stark vermaschten Netzen wie in Ostamerika oder

Zentraleuropa der Einfluss von "loop flows"² zu stark sein könnte, um ein zonenbasiertes Modell sicher und effizient zu betreiben.

Die Streuung der PTDF in einem Zonenmodell wird in [76] an vereinfachten Beispielnetzen untersucht. Die Studie kommt zum Schluss, dass eine Mittelung der Faktoren einen Teil der Streuung abfangen kann. Dennoch müsse die PTDF-Matrix täglich den aktuellen Betriebsbedingungen angepasst werden. Die Autoren von [56] erarbeiten ein dynamisches Zonenmodell auf der Grundlage von "fuzzy clustering"³.

Andernorts wird versucht, dass knotenbasierte Netz durch Netzwerkreduktionen auf ein Zonenmodell zu vereinfachen, dessen PTDF weitgehend dem knotenbasierten Netz entsprechen [85]. Meist wird dabei nur ein einziger Betriebs- und Topologiezustand verglichen.

2.1.3 Transferkapazitäten

Neben den PTDF bilden die Transferkapazitäten einen weiteren wichtigen Baustein des flussbasierten Modells. Eine einheitliche Definition zur Bestimmung der Transferkapazität eines Flowgates ist in der Literatur nicht vorzufinden. Die ETSO hat Bestimmungsrichtlinien ausgearbeitet [33],[34],[35]. Die meisten anderen Studien orientieren sich an diesem Vorgehen [39] oder klammern das Thema ganz aus [21]. Einige Autoren vertreten den Standpunkt, dass die Transferkapazität in einem vermaschten Netz nicht eindeutig definiert werden könne [29],[54]. Die Autoren von [46] und [74] schlagen einen probabilistischen Ansatz vor, bei dem die verfügbare Transferkapazität (ATC) als Funktion der Wahrscheinlichkeit eines Engpasses definiert wird.

² "Loop flows" bezeichnen die Differenz zwischen angemeldetem Fahrplan und auftretendem physikalischen Fluss auf einem Flowgate.

³ Bei "fuzzy clustering" erfolgt die Zonenbildung dynamisch basierend auf den Preissignalen der einzelnen Knoten.

2.1.4 Referenzknoten ("Slack Bus")

Die Autoren von [25] und [82] machen sich Gedanken zur Wahl und den Eigenschaften des "Slack Bus" und zeigen, dass dieser einen erheblichen Einfluss auf die Verteilung der Verluste und der damit verbundenen Kosten hat.

2.2 Erfahrungen aus den Märkten

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die konkreten Erfahrungen aus einigen Strommärkten geben. Dabei bleibt der Fokus auf den PTDF und dem Kontext der flussbasierten Zonenmodelle.

2.2.1 Kalifornien

Kalifornien führte im Zuge der Strommarktliberalisierung in den 90er Jahren ein flussbasiertes Zonenmodell ein, welches das Land in eine nördliche, eine zentrale und eine südliche Zone einteilte. Engpässe wurden nur an den Zonengrenzen angenommen [1],[70]. Diese und andere Annahmen des Zonenmodells stellten sich jedoch als nicht realitätskonform heraus. Zudem konnten die Schwächen des Zonenmodells von Stromhändlern wie ENRON ausgespielt werden. Zusammen mit weiteren Faktoren führte das fehlgeleitete Marktdesign in den Jahren 2000 / 2001 zu einer schweren Krise des kalifornischen Strommarktes, die von Blackouts und exorbitanten Strompreisen gekennzeichnet war. CAISO⁴ lancierte daraufhin das "Market Redesign and Technology Upgrade" Programm (MRTU), welches bis 2008 implementiert werden soll und das Zonenmodell durch ein Knotenmodell ersetzt. CAISO schreibt dazu [16]:

"Most importantly, MRTU improves reliable management of California's transmission grid by using an accurate model of the transmission system."

⁴ California Independent System Operator

"[...] the "simplicity" of the current market design is illusory and [...] is based on an inaccurate representation of the power system. This forced simplicity creates reliability problems for our operators and results in huge uplift costs to all customers as a result of the need to make last minute adjustments to the power system. Moreover, this disconnect between the market design and reality can allow others to manipulate the system."

Die Verwendung eines zonenbasierten Netzmodells führte in Kalifornien gemäss diesen Zitaten zu Schwierigkeiten und Kosten, die für CAISO nicht mehr tragbar waren.

2.2.2 Texas

Ähnlich wie Kalifornien teilte auch Texas (Netzbetrieb durch ERCOT⁵) 2001 sein Netz in vier Zonen ein und definierte für das Engpassmanagement "Commercially Significant Constraints" (CSC). Wiederum führte dieses Zonenmodell jedoch zu einem ineffizienten Betrieb mit hohen Kosten zur Beseitigung der Engpässe, die von Händlern teilweise künstlich geschaffen wurden, um am Redispatch zu verdienen [69]. ERCOT entschied sich 2004 deshalb wie Kalifornien für den Wechsel zu einem knotenbasierten Marktmodell, siehe Abbildung 2-1. Das entsprechende Programm "ERCOT Nodal" ist mit einem Budget von 100 Millionen USD ausgestattet und soll bis 2008 implementiert sein.⁶ Dabei werden, wie in Kalifornien auch [16], nur für die Generatoren knotenbasierte Preise verwendet, während die Lasten weiterhin zu Preiszonen zusammengefasst sind.

⁵ Electricity Reliability Council of Texas

⁶ Siehe nodal.ercot.com



Abbildung 2-1: Texas, von einer zonen- zu einer knotenbasierten Darstellung [67].

2.2.3 PJM

Der Systemoperator des Stromnetzes von Pennsylvania, New Jersey und Maryland führte in den 90er Jahren ein Zonenmodell mit einigen wenigen im Voraus definierten Flowgates ein. Der Ansatz erwies sich jedoch als instabil und führte zu zahlreichen Engpässen, worauf PJM bereits 1997/98 als erstes amerikanisches Netz auf einen knotenbasierten Markt wechselte [53].

2.2.4 Neuseeland

Neuseeland führte schon 1996 eine knotenbasierte Darstellung für seinen Strommarkt, den "New Zealand Electricity Market" (NZEM), ein (vgl. Abbildung 2-2). 2002 wurde eine Umfrage bei den Marktteilnehmern über dessen Effizienz durchgeführt. Das knotenbasierte Marktdesign wurde dabei als effizient beurteilt, obschon zeitweise eine tiefe Liquidität zu beobachten war [24]. Nach zwei trockenen Wintern in den Jahren 2001 und 2003 kam es zu kritischen Versorgungsengpässen, zumal 65% des neuseeländischen Stroms aus Wasserkraft erzeugt wird [48]. Da die deregulierte Industrie Mühe mit der langfristigen Kapazitätsplanung hatte, setzt ab 2003 mit der Schaffung der Electricity Commission ein Prozess der Zentralisierung ein [14].

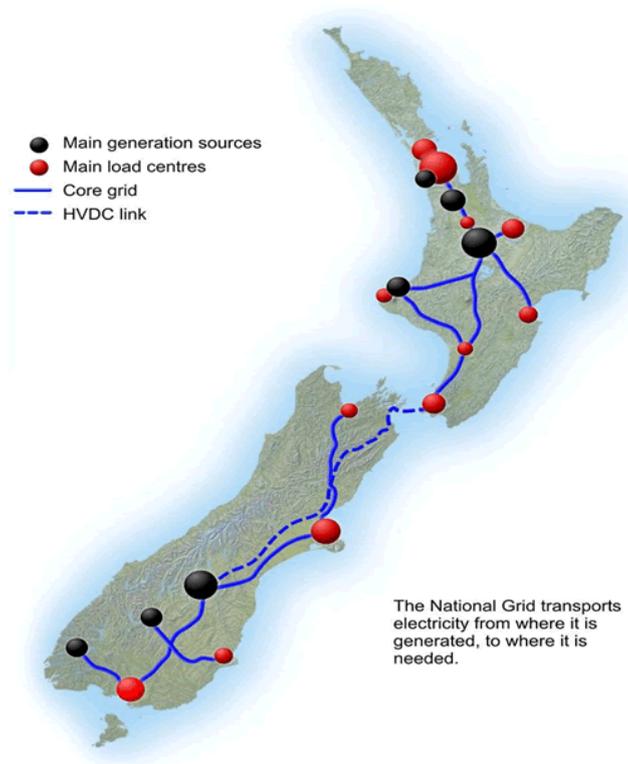


Abbildung 2-2: Neuseeländisches Stromnetz, vereinfachte Darstellung [80].

2.2.5 Australien

Australien betreibt seinen "National Electricity Market" seit 1998 mit einem Zonenmodell bestehend aus sechs Zonen, inkl. Tasmanien (siehe Abbildung 2-3). Die Zonengrenzen werden angepasst, wenn neue Engpässe auftauchen [5],[66],[71]. Da sich diese Zonenänderungen trotz der sehr radialen Netztopologie Australiens mit der Zeit häuften und verzerrte Preissignale auftraten, wurde die Forderung nach einem knotenbasierten Marktmodell laut [5]. Die "Australian Energy Market Commission" (AEMC) setzte deshalb einen Prozess zur Reform der "National Electricity Rules" in Gang. Mit Stand Frühsommer 2007 scheint sich der knotenbasierte Markt in Australien jedoch nicht durchzusetzen.⁷

⁷ Siehe www.aemc.gov.au

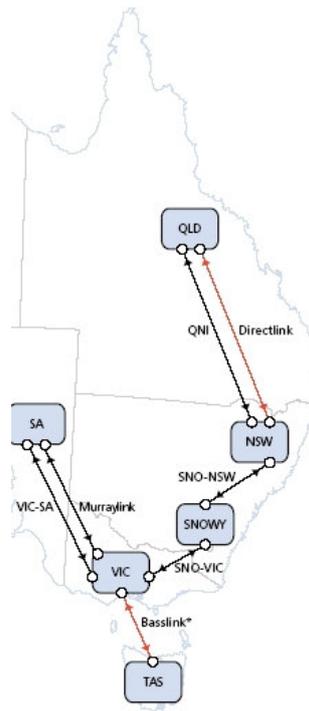


Abbildung 2-3: Zonenbasierte Darstellung des australischen Strommarktes [66].

2.2.6 Skandinavien

Die nordischen Länder Finnland, Schweden und Norwegen liberalisierten ihre Strommärkte bereits ab 1991 und betreiben sie unter dem Namen Nordpool gemeinsam. Unter Verwendung des "Market Splitting" Mechanismus werden Preiszonen geschaffen, sobald im Netz Engpässe auftreten. Schweden und Finnland stellen je eine Preiszone dar, Norwegen ist in drei Preiszonen unterteilt, vgl. Abbildung 2-4. Der skandinavische Strommarkt gilt als effizient und gut funktionierend. Das Stromnetz weist ähnlich wie in Australien eine radiale Struktur auf [12],[29].



Abbildung 2-4: Skandinavischer Strommarkt (Nordpool) mit Preiszonen [64].

2.2.7 Singapur

Singapur lancierte 1998 den "Singapore Electricity Pool", einen day-ahead Strommarkt. Dieser wurde 2003 unter der Leitung der "Energy Market Authority" (EMA) ausgebaut zum "New Singapore Electricity Market", kurz NEM. Wie in Kalifornien oder in Texas gilt auch im Singapore NEM [6]:

"In Singapore, while generators are paid their nodal price, buyers from the wholesale market pay a uniform overall average price so that no consumers are locationally disadvantaged."

"Although it is sometimes criticised as complex and unnecessary, nodal pricing adds little complexity for market participants. It simply means that the true costs to the market of delivering electricity to each point on the transmission system are revealed."

Während für die Produzenten ein knotenbasiertes Preissignal berechnet wird, zahlen die Konsumenten also einen gemittelten Durchschnittspreis.

2.2.8 Russland

Russland liberalisiert derzeit seinen Stromsektor und wählt dafür ein knotenbasiertes Marktdesign mit rund 9000 Netzknoten [78].

2.2.9 Frankreich, Belgien, Niederlande: Trilaterales Market Coupling (TLC)

Die Strombörsen Powernext, BelPex und APX sowie die Netzbetreiber RTE, elia und TenneT von Frankreich, Belgien und der Niederlande starteten am 21. November 2006 einen trilateralen Markkopplungsmechanismus ("Trilateral Market Coupling", TLC). Dabei wird ein Teil der day-ahead Leitungskapazität, täglich ca. 20 GWh, in Form von impliziten Auktionen vergeben, d.h. die Produzenten können ihre Angebote an jeder der drei Länderbörsen einreichen. Dadurch werden die Leitungskapazitäten besser ausgenutzt und es wird eine Preiskonvergenz zwischen den drei Ländern erzielt: Wenn keine Engpässe zwischen den Ländern auftreten, tendieren die Preise auf ein gemeinsames Niveau. Im Falle von Engpässen ergibt sich ein Preis pro Zone.

Die jährliche und monatliche Allokation der Kapazität erfolgt weiterhin explizit oder bilateral. Die impliziten Auktionen erfolgen nicht flussbasiert, sondern indem die TSO einen Teil der NTC dafür freigeben. RTE und elia bauten die Kapazität der Leitungen zwischen Frankreich und Belgien 2006 um über 1000 MW aus, was für die beobachtete Konvergenz der Preise nicht unwesentlich ist [3],[4],[10],[11],[28],[73].

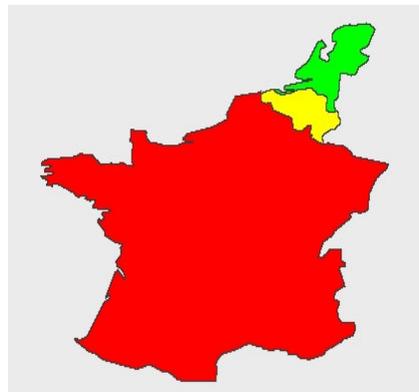


Abbildung 2-5: Trilaterale Marktkopplung, beteiligte Länder [4].

2.2.10 Südosteuropa

In Südosteuropa (South East Europe, SEE) läuft seit 2004 ein Testprojekt mit koordinierten, expliziten und flussbasierten Auktionen zur Kapazitätsvergabe. 2006 starteten sogenannte Testläufe (Dry-Runs): Dabei simulieren die zugehörigen TSOs (vgl. Abbildung 2-6) das Verhalten der Marktteilnehmer und ihre Angebote. Die Simulation geschieht unter Verwendung eines vereinfachten Netzes (1 Land = 1 Zone) und mit dem Einsatz von PTDF. Schwierigkeiten ergeben sich laut [39] bei der Bestimmung der PTDF einerseits und bei der Bestimmung der benötigten Grenzkapazitäten andererseits. Dies sind gleichzeitig die Inputdaten der verwendeten Software Dr. Cat (Dry-Run Coordinated Auction Tool). Mangels einer gemeinsamen Definition der Grenzkapazitäten werden diese wie bis anhin auf bilateraler Basis von den TSOs bestimmt [32],[37],[38].

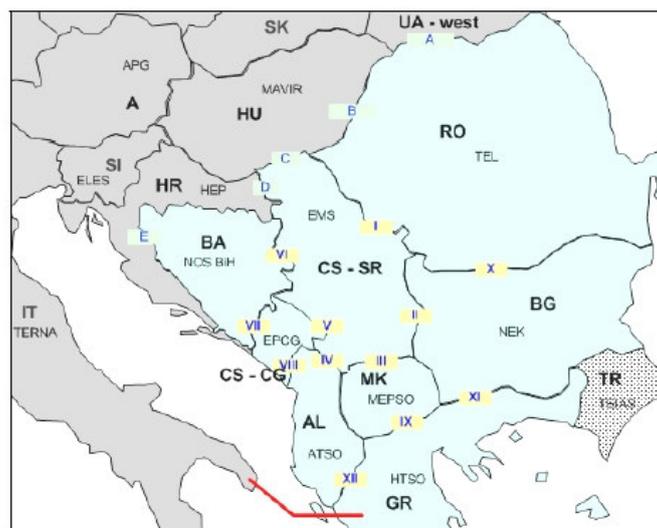


Abbildung 2-6: Die südosteuropäische Region [39].

2.2.11 Zentralosteuropa

Analog wie in SEE möchten die TSOs in Zentralosteuropa (vgl. Abbildung 2-7) koordinierte, flussbasierte Auktionen einführen und einen gemeinsamen "Auction Office" einrichten. Derzeit zeichnet sich der Einsatz von PTDF für den day-ahead Markt ab, während die TSOs Bedenken äussern hinsichtlich einer flussbasierten Auktion für

längere Zeiträume, da die notwendigen Parameter (PTDF, Grenzkapazitäten) zu volatil seien [26].



Abbildung 2-7: Die Länder der Region Zentralosteuropa [31].

2.2.12 "Open Market Coupling", Deutschland

Ermutigt durch den erfolgreichen Start des "Trilateral Market Coupling" möchten die Regulatoren von Deutschland, Frankreich, Belgien, Luxemburg und der Niederlande einen Schritt weitergehen und im Rahmen des "Pentalateral Energy Forum" in der gesamten "Central West Region" ein "Open Market Coupling" einführen. Darunter ist ein System zu verstehen, bei dem die jeweiligen Energiebörsen für den day-ahead Markt hybride Auktionen durchführen, d.h. explizite und implizite Auktionen kombinieren. Die Auktionen sollen unter Verwendung von PTDF flussbasiert durchgeführt werden. Der am 12. Februar 2007 publizierte Aktionsplan hält unter anderem fest [30]:

The TSOs are requested to submit an orientation study for the implementation of a flow-based day-ahead cross-border congestion management method for the entire Central West region. The study should examine and compare at least two different options:

- *Market coupling with PTDF based allocation of capacities, with one node per country, and specific border capacities*

- *Market coupling with PTDF based allocation of capacities, with the possibility of more than one node per country, and specific border capacities*

[...]In particular, the orientation study should, for each option:

- *Provide a coherent and common method for the calculation of specific border capacities*

Das "Pentalateral Energy Forum" vertraut demnach weiterhin in ein Zonenmodell und ringt entsprechend um eine einheitliche Definition der Grenzkapazitäten.

3 Grundlagen

In diesem Kapitel sind die wichtigsten theoretischen Grundlagen der vorliegenden Arbeit zusammengefasst. Da der Fokus dieser Masterarbeit auf dem praktischen Simulationsteil und der anschliessenden Erweiterung einiger Konzepte liegt, sei für eine umfassende Besprechung der theoretischen Grundlagen auf die einschlägige Literatur verwiesen. Diese ist im Anschluss an dieses Kapitel aufgeführt.

3.1 Das Stromnetz und die Lastflussgleichungen

Formel (3-1) zeigt die Lastflussgleichungen, die beschreiben, wie sich die Leistung in einem Stromnetz verteilt. Der Lastfluss besteht aus den beiden Komponenten der Wirkleistung P und der Blindleistung Q , die miteinander gekoppelt sind. Die Parameter, welche den Lastfluss über eine Leitung von Knoten k nach Knoten m bestimmen, sind einerseits die Spannungen U_k und U_m an den beiden Knoten, andererseits die Leitungsparameter g_{km} , b_{km} und b_{km}^{sh} (Suszeptanz, Konduktanz und parallele (shunt) Konduktanz), sowie die Differenz der Spannungswinkel über der Leitung, θ_{km} . [2]

$$\begin{aligned} P_{km} &= U_k^2 g_{km} - U_k U_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - U_k U_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \\ Q_{km} &= -U_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + U_k U_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - U_k U_m g_{km} \sin(\theta_{km}) \end{aligned} \quad (3-1)$$

Mit diesem Gleichungspaar kann der AC-Lastfluss in einem beliebigen Stromnetz berechnet werden, vorausgesetzt die Parameterwerte sind bekannt. Es handelt sich um nicht-lineare Gleichungen, die folglich nur über einen iterativen Prozess gelöst werden können.⁸ Für Anwendungen, die keine maximale Präzision erfordern und bei denen vielmehr eine möglichst einfache Berechnung im Vordergrund steht, ist es jedoch

⁸ Typischerweise mit dem Newton-Raphson-Algorithmus, vgl. [1].

wünschenswert, den Lastfluss in einem Schritt direkt analytisch zu bestimmen⁹. Dies ist möglich, wenn gewisse Annahmen getroffen und Vereinfachungen an den AC-Gleichungen vorgenommen werden:

- Alle Spannungswerte werden auf 1 p.u. gesetzt, d.h. man geht von einem flachen Spannungsprofil aus.
- Die Blindleistung wird vernachlässigt.
- Die Leitungen werden als verlustlos angenommen, d. h. die Reaktanz ist viel grösser als die Resistanz, die nahezu Null beträgt: $X \gg R \approx 0$.
- Die Differenzen der Spannungswinkel werden als klein angenommen, sodass $\sin(\theta) \approx \theta$.

Unter Berücksichtigung der o.g. Annahmen lassen sich die AC-Lastflussgleichungen in einer linearen Form darstellen [2]:

$$P_{km} = \theta_{km} / x_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (3-2)$$

Sind die Spannungswinkel und die Impedanz bekannt, lässt sich direkt der Wirkleistungsfluss bestimmen. Gleichung (3-2) wird üblicherweise als DC-Lastflussgleichung bezeichnet, da sie analog zum Ohmschen Gesetz $U = R \cdot I$ definiert ist.

3.2 Power Transfer Distribution Factors (PTDF)

In diesem Abschnitt werden die Power Transfer Distribution Factors (PTDF) theoretisch hergeleitet und an einem praktischen Beispiel veranschaulicht.

⁹ Rein ökonomische Analysen sind ein Beispiel für eine solche Anwendung.

PTDF sagen aus, wie sich der Lastfluss P_l auf einem Netzzweig l ändert, wenn die Leistung ∂P_i an einem Knoten i eingespeist und an einem Referenzknoten entnommen wird.

$$PTDF_l^i = \frac{\Delta P_l}{\Delta P_i} \quad (3-3)$$

Die vollständige Herleitung der PTDF-Matrix anhand der Knoten-Admittanz-Matrix eines Netzwerks findet sich im Anhang 11.1. Für den einfachen Fall eines Netzes bestehend aus nur zwei Zweigen a und b (siehe Abbildung 3-1) lassen sich die PTDF direkt aus den Impedanzen bzw. Reaktanzen **Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.** und x_b der beiden Zweige ableiten.

Der Spannungsabfall \overline{V}_{12} zwischen Knoten 1 und 2 beträgt gemäss dem Kirchhoffschen Spannungsgesetz:

$$\overline{V}_{12} = x_a \overline{I}_a = x_b \overline{I}_b \quad (3-4)$$

\overline{I}_a und \overline{I}_b bezeichnen die Stromkomponenten auf den Zweigen a und b . Laut Kirchhoffschem Stromgesetz entspricht ihre Summe dem Gesamtstrom \overline{I} :

$$\overline{I} = \overline{I}_a + \overline{I}_b \quad (3-5)$$

Aus Gleichung (3-4) und Gleichung (3-5) folgt:

$$\overline{I}_a = \frac{x_b}{x_a + x_b} \overline{I} \quad (3-6)$$

$$\overline{I}_b = \frac{x_a}{x_a + x_b} \overline{I} \quad (3-7)$$

Das Verhältnis von Gesamtstrom zu Zweigstrom lässt sich über die Zweigreaktanzen ausdrücken:

$$\frac{\overline{I}_a}{\overline{I}} = \frac{x_b}{x_a + x_b} \quad (3-8)$$

$$\frac{\overline{I}_b}{\overline{I}} = \frac{x_a}{x_a + x_b} \quad (3-9)$$

Da sich die Wirkleistung im DC-Modell aus dem Produkt von (konstanter) Spannung und Strom ergibt, also $\overline{P} = U * \overline{I}$, gelten die Gleichungen (3-8) und (3-9) auch in Bezug auf die Leistung respektive den Lastfluss:

$$\frac{\overline{P}_a}{\overline{P}} = \frac{x_b}{x_a + x_b} \quad (3-10)$$

$$\frac{\overline{P}_b}{\overline{P}} = \frac{x_a}{x_a + x_b} \quad (3-11)$$

Diese beiden Ausdrücke entsprechen den PTDF gemäss Gleichung (3-3).

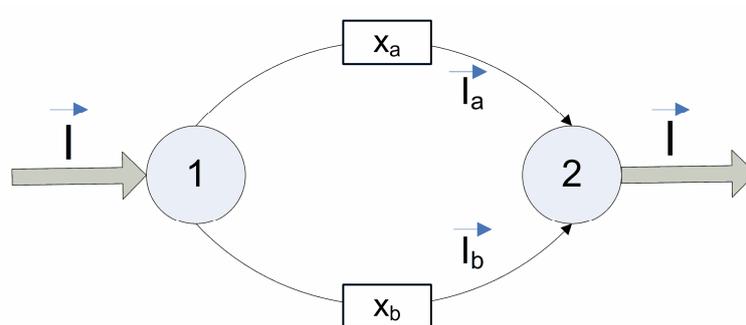


Abbildung 3-1: Flussbestimmung in einem Netz mit zwei Zweigen.

Die Anwendung der PTDF sei an einem Beispiel illustriert. Abbildung 3-2 zeigt ein einfaches Stromnetz mit den drei Knoten A, B und C, die je durch einen Netzzweig (eine Leitung) verbunden sind¹⁰. Angenommen, ein Generator in Knoten A liefert einer Last (einem Konsumenten) in Knoten B 100 MW elektrischer Leistung (während eines gewissen Zeitraumes). Dieser Liefervertrag kann bilateral und direkt zwischen A und B zustande kommen. Der eigentliche Leistungsfluss verteilt sich aber entsprechend den physikalischen Gegebenheiten im gesamten Netz. Demnach fließt ein Teil der Leistung nicht direkt von Quelle A nach Senke B, sondern nimmt den Weg über Knoten C und belastet die entsprechenden Leitungen.

PTDF drücken nun aus, wie sich der Lastfluss im Netz verteilt. Die PTDF übersetzen eine Stromtransaktion (wirtschaftlich) in Stromflüsse (physikalisch). Sie beschreiben also, wie sich eine Stromtransaktion zwischen zwei Knoten auf alle Netzzweige auswirkt.

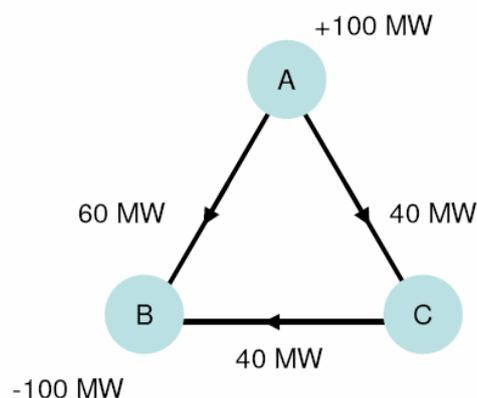


Abbildung 3-2: Einfaches Stromnetz mit drei Knoten. Quelle: [47]

Aus den Leitungsreaktanzen können nun die PTDF gemäss den Gleichungen (3-4) bis (3-11) gewonnen werden. Alternativ kann eine Lastfluss-Simulation verwendet werden, die in einem ersten Schritt auf jeder Leitung den Lastfluss bestimmt, der sich aus der Transaktion von Knoten A nach Knoten B ergibt. Der entstandene Lastfluss wird ins Verhältnis zum Volumen der Transaktion gesetzt. Hat der Lastfluss auf der Leitung AC

¹⁰ Die Reaktanzen der Leitungen AB und BC betragen 2Ω , die Reaktanz der Leitung AC beträgt 1Ω .

durch die Transaktion von A nach B beispielsweise um 40 MW zugenommen, so beträgt der entsprechende PTDF für diese Leitung: $40 \text{ MW} / 100 \text{ MW} = 0.4$.¹¹

Leitungen	Transaktionen	
	A->B	C->B
AC	0.4	-0.4
AB	0.6	0.4
BC	-0.4	-0.6

Tabelle 3-1: PTDF-Matrix.

Dieses Prozedere wird fortgesetzt, bis die PTDF aller Leitungen bezogen auf eine Transaktion von A nach B bestimmt sind. In einem nächsten Schritt wird dann z.B. eine Transaktion von C nach B durchgeführt und wiederum die PTDF auf allen Leitungen bestimmt. Für jede Leitung sind ein Start- und Endpunkt und damit eine Richtung definiert. Zeigt die Lastflussänderung in die andere Richtung, so wird der PTDF negativ.

In einem grossen Netz mit zahlreichen Knoten ist es sehr aufwändig, alle möglichen Transaktionen zwischen allen Knoten zu simulieren. Dies ist auch nicht notwendig: Resultierend aus der Annahme linearer Lastflussgleichungen weisen die PTDF eine transitive Eigenschaft auf, die für eine effiziente Berechnung der vollständigen PTDF-Matrix herangezogen werden kann.

¹¹ Da PTDF ein Verhältnis darstellen, werden sie teilweise auch als Prozentzahl angegeben, z.B. 40% anstelle von 0.4.

3.3 Transitivität der PTDF¹²

Wie vorhin dargestellt, werden die PTDF im ersten Schritt für sämtliche Transaktionen hin zu einer fixen Senke, dem Referenzknoten, bestimmt. Im obigen Beispiel ist dies der Knoten B. Es werden deshalb im ersten Schritt die beiden Transaktionen $A \rightarrow B$ und $C \rightarrow B$ durchgeführt und die PTDF für alle Leitungen bestimmt. Nun ist aber auch eine Transaktion von A nach C denkbar. Hier kommt die Eigenschaft der Transitivität zum Zuge. Sie besagt: Der PTDF auf einer Leitung k für die Transaktion $A \rightarrow C$ ergibt sich durch die Differenz der PTDF auf der Leitung k für die Transaktionen $A \rightarrow B$ und $C \rightarrow B$:

$$PTDF(k, A \rightarrow C) = PTDF(k, A \rightarrow B) - PTDF(k, C \rightarrow B) \quad (3-12)$$

Nachdem alle Transaktionen mit dem Referenzknoten als Empfänger simuliert und die entsprechenden PTDF bestimmt worden sind, können die PTDF für alle anderen Transaktionen unter Verwendung der Transitivität hergeleitet werden. So entsteht schliesslich die vollständige PTDF-Matrix, welche die Faktoren auf sämtlichen Leitungen und für alle Transaktionen beinhaltet, vgl. Tabelle 3-2.

		Transaktionen		
		A->B	C->B	A->C
Leitungen	AC	0.4	-0.4	0.8
	AB	0.6	0.4	0.2
	BC	-0.4	-0.6	0.2

Tabelle 3-2: Erweiterte PTDF-Matrix.

¹² Die Annahme der Transitivität wird in Kapitel 5.2 untersucht.

3.4 Die Bildung von Zonen und Flowgates

Bei der Umsetzung des PTDF-Modells in die Praxis werden einzelne Knoten teilweise zu Zonen, den sogenannten Hubs, zusammengefasst. Aus den einzelnen Leitungen zwischen diesen Hubs wird dann ein sogenanntes Flowgate gebildet, das die Hubs verbindet. Ein Flowgate kann folglich aus einer oder mehreren Leitungen bestehen. Die hergeleiteten PTDF betreffen dann nicht mehr einzelne Leitungen und Knoten, sondern beziehen sich auf Flowgates und Transaktionen zwischen Hubs. Im europäischen Kontext wird davon gesprochen, dass jedes Land als ein Hub dargestellt wird und die Grenzleitungen zwischen zwei Ländern zu einem Flowgate zusammengefasst werden, da jedes Land für sich einem nationalen Strommarkt entspricht [21],[30],[36]. Die folgenden Abbildungen 3-3 bis 3-5 veranschaulichen diesen Übergang von einem knoten- zu einem zonenbasierten Netzmodell in Europa. Auf die Motivation für diese vereinfachte Netzdarstellung wird später eingegangen.

Aus den Abbildungen 3-3 bis 3-5 ist ersichtlich, dass die Bildung von Länderzonen eine starke Vereinfachung der Realität darstellt. Der Vermaschungsgrad ist im europäischen UCTE-Netz sehr hoch und richtet sich nicht nach politischen Grenzen. Im Simulationsteil dieser Arbeit soll der Effekt der Zonenbildung auf die PTDF deshalb eingehend untersucht werden.



Abbildung 3-3: Das UCTE-Netz.

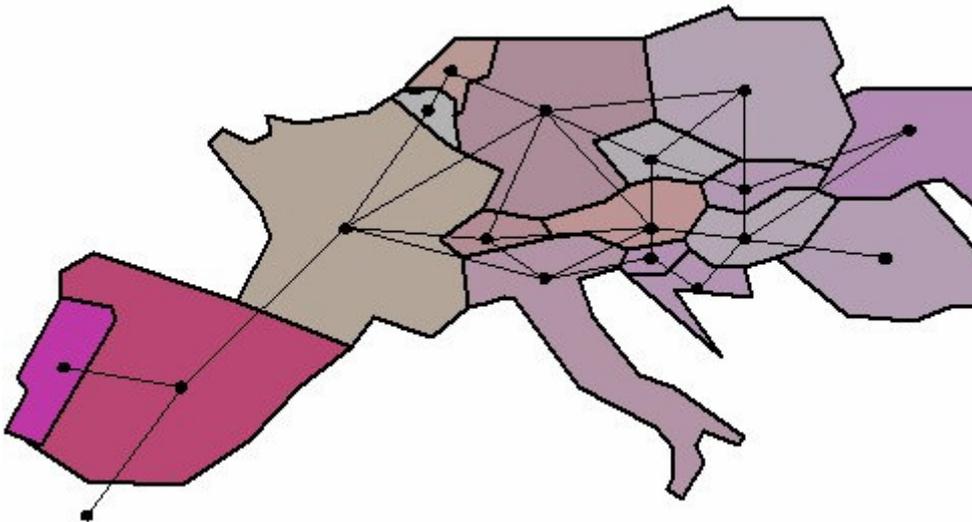


Abbildung 3-4: Bildung von Zonen entlang der politischen Ländergrenzen [76].

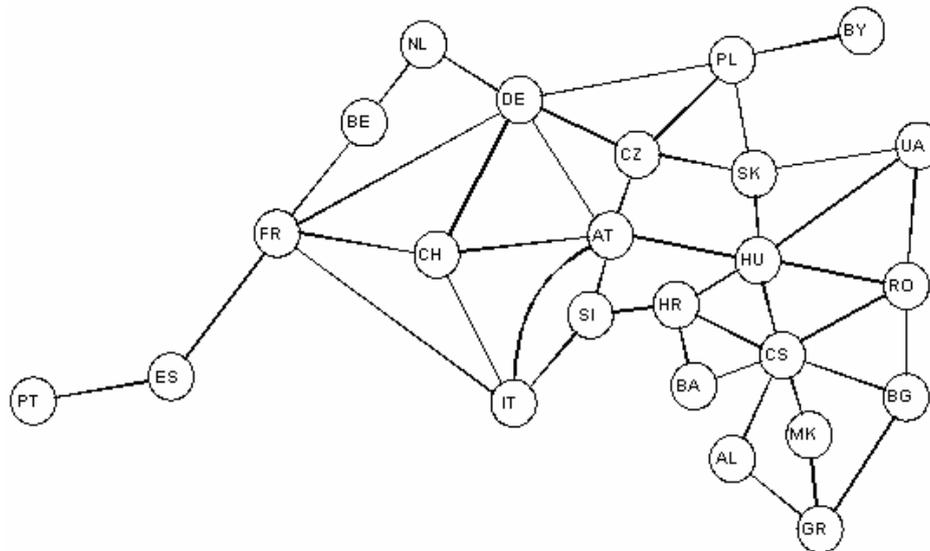


Abbildung 3-5: Vereinfachte Netzdarstellung mit Hubs und Flowgates.

3.5 Grenzüberschreitende Kapazitäten

Die PTDF quantifizieren den Fluss, den eine Transaktion auf einem bestimmten Flowgate verursacht. Um jedoch zu entscheiden, ob dieser Fluss zulässig ist oder zu einer Überlastung des Flowgates führt (sog. Engpass), muss jedem Flowgate ein Wert zugewiesen werden, der den maximal möglichen Fluss definiert. Dieser Wert ist die grenzüberschreitende Kapazität ("Border Capacity"). Die Bestimmung dieser Kapazitätsangabe ist Gegenstand aktueller Diskussionen [20],[21],[32],[39],[53],[54]. In Kapitel 6 der vorliegenden Arbeit wird auf diese Debatte eingegangen.

3.6 Das NTC-Modell

In dieser Masterarbeit wird das PTDF Modell mit dem heute in Europa verbreiteten NTC-Ansatz verglichen. NTC steht für "Net Transfer Capacity" und beschreibt die Kapazitätsangabe, die für den Austausch zwischen zwei angrenzenden Zonen resp.

Ländern zur Verfügung steht¹³. Der NTC limitiert dabei die erlaubten Transaktionen (das sog. Austauschprogramm oder den Fahrplan) zwischen zwei angrenzenden Ländern, was nicht unbedingt dem physikalischen Fluss zwischen diesen Ländern entsprechen muss. Folgendes Diagramm (Abbildung 3-6) der ETSO [33] verdeutlicht die Herleitung des NTC und vergleicht ihn mit dem "Net Transfer Flow" (NTF), dem physikalischen Fluss, der im Basisfall vorliegt.

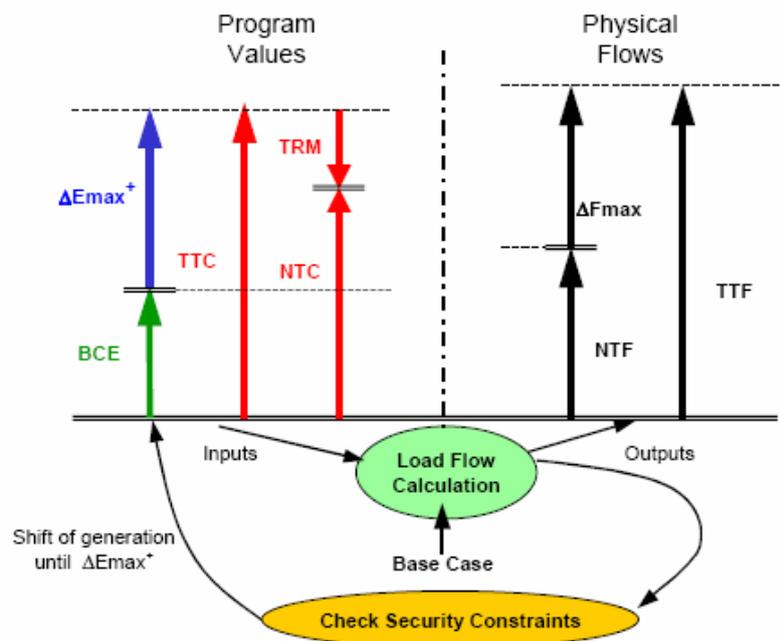


Abbildung 3-6: Definition von NTC und NTF [33].

In Abbildung 3-6 ist auf der linken Seite ersichtlich, dass ausgehend von einem Fahrplanaustausch im Basisfall (Base Case Exchange, BCE) eine Transaktion bis zum erlaubten Maximum gesteigert wird. So wird die maximale Transferkapazität (Total Transfer Capacity, TTC) erhalten, von der eine Sicherheitsmarge (Transmission Reliability Margin, TRM), abgezogen wird, um den NTC zu erhalten.

¹³ Vom NTC werden teilweise noch reservierte Kapazitäten wie Langfristverträge abgezogen, um die verfügbare Kapazität (Available Transfer Capacity, ATC) zu erhalten.

Die rechte Seite in Abbildung 3-6 zeigt das analoge Prozedere mit den physikalischen Flüssen, wobei die Werte im allgemeinen nicht mit den Programmwerten übereinstimmen. Ausgehend vom NTF wird der Fluss solange gesteigert, bis der maximal zulässige Fluss (Total Transfer Flow, TTF) erreicht ist.

Obschon das NTC-Modell von der Idee her ursprünglich ein bilateraler Ansatz ist [33], werden die NTC-Werte in Europa üblicherweise in Form von sogenannten Profilen multilateral bestimmt, indem Grenzen zwischen mehr als zwei Ländern berücksichtigt werden. Diese Thematik wird in Kapitel 7 detailliert besprochen.

3.7 Der flussbasierte ("flow-based") Ansatz

Mit dem Attribut flussbasiert wird ausgesagt, dass sich ein Modell an den tatsächlich auftretenden physikalischen Flüssen orientiert, im Gegensatz zu Modellen, die vertragsbasiert ("contract-based") sind und somit die Transaktionen oder Programme betreffen. Das PTDF-Modell ist demnach flussbasiert, während der bilaterale NTC-Ansatz vertragsbasiert ist. Moderne NTC-Profile stellen ein hybrides Modell dar, wie in Kapitel 7 gezeigt wird.

ETSO und EuroPex publizierten 2004 das zentrale Positionspapier zu "Flow-based Market Coupling"¹⁴ [36]. Darin wird festgehalten:

"The underlying assumption behind flow-based modeling is that the European system can be operated as a number of single-price regions, each of which can be represented as a single node in a simplified transmission model. The regional nodes are connected by notional transmission circuits."

¹⁴ Marktkopplung beschreibt die ökonomische Verbindung bislang isolierter Strommärkte, mit dem Ziel die Gesamteffizienz und Wohlfahrt zu steigern.

Damit ist das vorhin beschriebene Zonenmodell Europas angesprochen. Die Bildung von Zonen wird im Dokument von ETSO und EuroPex insbesondere mit der erhöhten Marktliquidität und der einfacheren Netzdarstellung begründet [36]. In diesem Kontext kommen die PTDF zur Anwendung: Sie stellen den Lastfluss zwischen den Zonen oder Hubs in anschaulicher Weise dar. Dadurch, so die Absicht der Befürworter, soll ein flussbasiertes Zonenmodell dezentral und marktbasierend betrieben werden können und im Vergleich zu einem knotenbasierten Netzmodell weniger abhängig von der zentralen Koordination durch einen TSO sein, die einigen Marktakteuren untransparent und nicht marktkonform erscheint [28].

Andererseits ist noch nicht klar, ob die Voraussetzungen für den Betrieb einer flussbasierten Marktkopplung in Zentraleuropa gegeben sind, wie der Verband der Deutschen Netzbetreiber (VDN) 2004 festhielt [83]:

"Flow Based Market Coupling (FMC) currently is a "draft" method. It has prerequisites that have not been implemented yet. Important technical issues and questions of operational implementation have not been described yet. The efficiency of FMC and its operability in the highly meshed central European network of middle Europe has not yet been proven."

Die weiteren Kapitel dieser Arbeit werden auf die Voraussetzungen des flussbasierten Ansatzes detailliert eingehen.

3.8 AC Lastfluss Simulation: ISPEN

Für die Simulationen im Rahmen dieser Arbeit wird die Software ISPEN/IPFA¹⁵ verwendet, deren Kernalgorithmus bereits in den 70er Jahren von Dr. Ingemund Nordanlycke in der Programmiersprache Fortran geschrieben und seither weiterentwickelt wurde. Mit ISPEN kann der AC Lastfluss in komplexen Hoch- und

¹⁵ Instant Security Probing of Electrical Networks - Interactive Power Flow Analyser.

Höchstspannungsnetzwerken simuliert und zudem eine sogenannte (n-1)-Sicherheitsanalyse durchgeführt werden. Bei der (n-1)-Sicherheitsanalyse lässt ISPEN ein benutzerdefiniertes Set an Elementen (Leitungen, Transformatoren etc.) sequentiell ausfallen und berechnet die Auswirkungen auf sämtliche Elemente im Netz. Diese Funktion ist von hoher praktischer Relevanz, da ein Stromnetz auch dann sicher zu betreiben sein muss, wenn ein beliebiges Element ausfällt ((n-1)-Sicherheit).

ISPEN verwendet für die Kalkulationen den AC Newton-Raphson Algorithmus¹⁶ und greift auf optimierte "Matrix-Sparsity Methoden"¹⁷ zurück. Eine durchdachte Schrittkontrolle während der Iteration stellt sicher, dass die Simulation selbst bei ungewöhnlichen Spannungsprofilen korrekt konvergiert. Transformatoren werden dabei als echte 3- oder 4-port Elemente dargestellt.

Eine Stärke von ISPEN ist ferner, dass die Rechenzeit proportional zur Anzahl Netzwerkzweigen und nicht zum Quadrat der Anzahl Knoten zunimmt. Somit können selbst sehr grosse und vermaschte Netzwerke zeitsparend simuliert werden: Für das UCTE Netzwerk mit rund 6000 Knoten und 9000 Zweigen [81] benötigt die iterative Lösung eines Basisfalls¹⁸ 70 Millisekunden, und die Simulation von 2000 Ausfällen (entspricht Deutschland oder Frankreich) im gleichen Netz ist bereits innerhalb von 30 Sekunden abgeschlossen. Diese Rechenzeiten beziehen sich auf ein Notebook mit einem 2 GHz Pentium Prozessor und Windows XP, wie es auch vom Autor für diese Arbeit verwendet wird. Weitere Eigenschaften und die Bedienung von ISPEN befinden sich im Manual, siehe [68].

¹⁶ Der Newton-Raphson Algorithmus berechnet die Lösung eines nichtlinearen Gleichungssystems iterativ durch wiederholte Ableitung der Zielfunktion, vgl. [1].

¹⁷ Matrix Sparsity Methoden berücksichtigen die Tatsache, dass in den grossen Lastfluss-Matrizen vergleichsweise wenige Elemente besetzt sind, um den Lösungs-Algorithmus zu beschleunigen.

¹⁸ Der Basisfall (engl. base case) beschreibt das volle Netz vor dem Ausfall eines Elementes.

3.9 Zur Rechenzeit von AC-Simulationen

Ein Blick in die Fachliteratur macht deutlich, dass viele Autoren davon ausgehen, eine AC Lastfluss Simulation grosser Netze sei nur unter erheblichem Aufwand und mit prohibitiven Rechenzeiten zu bewältigen. Man schildert die AC Simulation als "extremely time consuming" [62], "extremely complicated and time consuming" [23], "would take many hours" [72], "requiring an extraordinary amount of computation time" [44] oder gar "computationally prohibitive" [18]. "Its complexity can obscure relationships", befinden die Autoren in [19].

Als Folge davon wird entweder auf eine nicht-iterative DC-Simulation zurückgegriffen, oder aber es werden mit viel Aufwand neue Algorithmen entwickelt, die einen Kompromiss anstreben (z.B. DC mit Blindleistung oder AC ohne Spannungsprofil) und deren Genauigkeit folglich zwischen einer AC- und DC- Simulation liegt, so in [18], [41],[43],[44],[45],[61],[62],[84],[86].

Die Wurzeln dieser Debatte liegen im Umstand, dass für die Simulation grosser Hochspannungsnetze selbst in der Praxis Tools zum Einsatz kommen, die teils ungeeignet für diese Aufgabe sind und deren Fokus vielmehr auf Niederspannungs-Verteilnetzen, Schaltvorgängen und dynamischen Prozessen liegt. Folglich sind diese Programme mit einer grossräumigen AC-Simulation überfordert und benötigen dafür oftmals Stunden, was für die meisten Benutzer nicht praktikabel ist.

Kommen hingegen eigens für diese Aufgabe entwickelte Tools¹⁹ zum Einsatz, so besteht kein Anlass mehr, die exakte AC-Simulation in irgendeiner Hinsicht zu vereinfachen und die Ergebnisse dadurch ungenauer zu machen. So bietet ISPEN zwar ebenfalls eine DC-Funktion. Diese ist jedoch dafür gedacht, den Effekt des

¹⁹ ISPEN mag in dieser Beziehung ein sehr effizientes Programm sein. Es ist jedoch nicht das einzige. Eine vergleichbare Performance erzielt z.B. PTI-PSS von Siemens.

Spannungsprofils isoliert betrachten zu können – in Kapitel 2.1.1 wird darauf im Zusammenhang mit den PTDF eingegangen.

Baldick von der University of Texas in Austin macht auf einen weiteren Aspekt aufmerksam²⁰:

"[...] the issue is not only computational speed, but also interfacing with the [market] solver, and being able to guarantee that a solution can be calculated [...]".

Für den Einsatz im Strommarkt ist es demnach zentral, dass die Lastflusssimulation auch in eine kommerzielle Anwendung zur Lösung und Optimierung des Marktgeschehens integriert werden kann.

3.10 Regionen des Europäischen Strombinnenmarktes

Die Europäische Union initiierte bereits 1998 das erste Florenz Forum. Dabei handelt es sich um eine Austauschplattform für alle an der Strommarktliberalisierung beteiligten Akteure, von den Regulatoren über die TSOs und Stromhändler bis hin zu den Verbrauchern und der Europäischen Kommission selbst. 2004 wurde auf dem 11. Florenz Forum beschlossen, sogenannte regionale Mini-Fora durchzuführen, um die spezifischen Themen einer jeden Region gezielt zu diskutieren [85]. Gegenstand häufiger Diskussionen der letzten Jahre waren etwa Marktkopplung, das Engpassmanagement und eben flussbasierte Ansätze wie PTDF.

Im Februar 2006 lancierte die ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) ihre regionalen Elektrizitäts-Initiativen ("Electricity Regional Initiatives", ERI).²¹ Auch sie haben zum Ziel, die Herausforderungen der Strommarktliberalisierung dezentral anzugehen. Abbildung 3-7 zeigt die insgesamt sieben Regionen, die von der ERGEG zu diesem Zweck in Europa gebildet wurden.

²⁰ Persönliche Kommunikation, Juli 2007.

²¹ Siehe www.ergreg.org

7 Electricity Regional Energy Market Projects

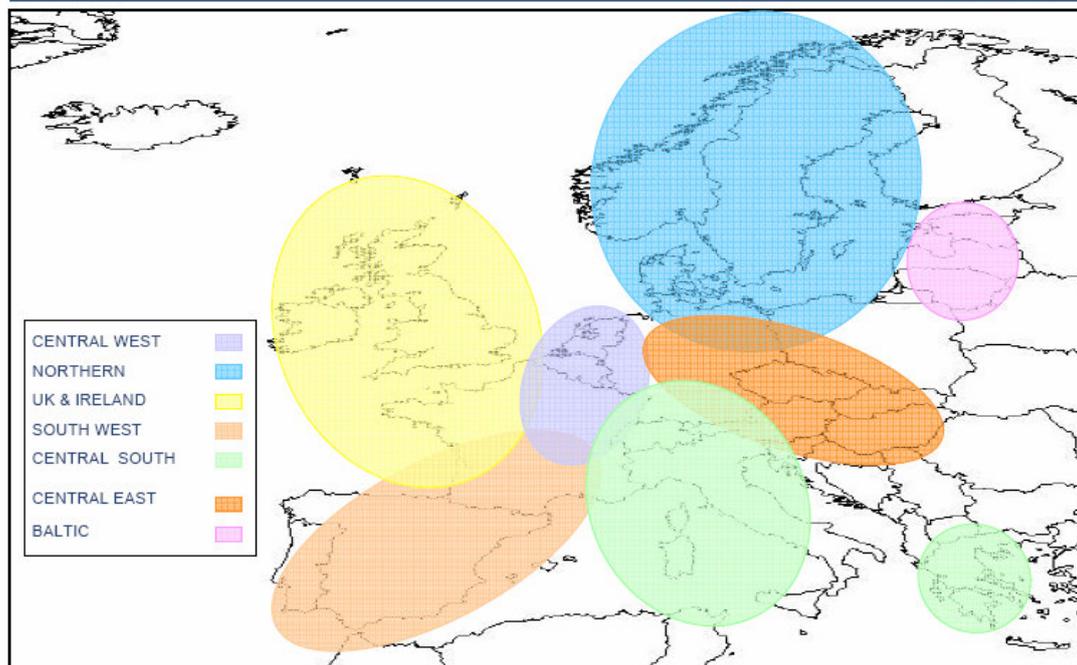


Abbildung 3-7: Die sieben ERGEG Regionen.

3.11 Länderkennzeichnung

In den PTDF-Matrizen dieser Arbeit entsprechen die Zeilen den Flowgates und die Spalten den Transaktionen. Um Verwechslungen zu vermeiden, werden für Flowgates die ISO-Codes der Ländernamen verwendet (zwei Buchstaben), während für Transaktionen die UCTE-Codes zum Zuge kommen (ein Buchstabe od. eine Zahl). Tabelle 3-3 gibt einen Überblick über die Codierung aller Länder. Der Buchstabe "L" bezeichnet beispielsweise eine Transaktion mit dem Land Slowenien (und nicht etwa Luxemburg).

name	country code nodes	country code
Österreich (Austria)	O	AT
Shqipëria (Albania)	A	AL
Belgique (Belgium)	B	BE
Bulgarija (Bulgaria)	V	BG
Bosna i Hercegovina (Bosnia and Herzegovina)	W	BA
Belorussija (Belarus)	3	BY
Schweiz (Switzerland)	S	CH
Ceska Republika (Czech Republic)	C	CZ
Deutschland (Germany)	D	DE
Danmark (Denmark)	K	DK
Espana (Spain)	E	ES
France (France)	F	FR
Great Britain (Great Britain)	5	GB
Hellas (Greece)	G	GR
Magyarország (Hungary)	M	HU
Hrvatska (Croatia)	H	HR
Italia (Italy)	I	IT
Luxembourg (Luxemburg)	1	LU
Lietuva (Lithuania)	6	LT
Maroc (Morocco)	2	MA
Moldava (Moldavia)	7	MD
Makedonija (FYROM)	Y	MK
Norge (Norway)	9	NO
Nederland (Netherlands)	N	NL
Portugal (Portugal)	P	PT
Polska (Poland)	Z	PL
Romania (Romania)	R	RO
Rossija (Russia)	4	RU
Sverige (Sweden)	8	SE
Slovensko (Slovakia)	Q	SK
Slovenija (Slovenia)	L	SI
Türkiye (Turkey)	T	TR
Ukraina (Ukraine)	U	UA
Crna Gora (Montenegro)	0	ME
Srbija (Serbia)	J	RS
Fictitious border node	X	XX

Tabelle 3-3: Ländernamen mit UCTE- und im ISO-Code.

4 Methodik

4.1 Netzmodell

PTDF können für ein beliebiges Netzwerk berechnet werden. Theoretische Konzepte werden üblicherweise an einfachen Beispielnetzen mit wenigen Knoten studiert [21],[44],[45], oder es kommen standardisierte IEEE-Netzwerke mit einigen Dutzend Knoten zum Einsatz [40],[58],[59],[62],[72]. Für empirische Studien sind jedoch realitätsnahe und damit grossflächige Netze erforderlich. Verschiedene Autoren verwenden für diesen Zweck Teile des US-amerikanischen Netzes [9], [17], [43],[72]. In Europa arbeitete Purchala in [75] mit einem detailgetreuen belgischen Hoch- und Höchstspannungsnetz. Die vorliegende Arbeit führt die Simulationen auf dem vollständigen UCTE-Netzmodell mit rund 6000 Knoten und 9000 Zweigen durch, welches von der swissgrid ag zur Verfügung gestellt wird. Eine Netzwerkreduktion²² wird nicht vorgenommen.²³

4.2 Fokus auf drei UCTE-Regionen

In Kapitel 3.10 wird die Einteilung des UCTE-Gebiets in verschiedene Regionen beschrieben. Um mit Blick auf diese Regionen möglichst aussagekräftige Ergebnisse liefern zu können, wird diese regionale Einteilung für die Simulationen übernommen und die Simulationsergebnisse jeweils für jede Region aufbereitet²⁴. Die Arbeit fokussiert dabei jene drei Regionen, die geographisch an die Schweiz angrenzen und in deren Gremien die Schweiz auch vertreten ist:

²² Bei einer Netzwerkreduktion wird ein Teil der Knoten zusammengefasst und die Parameter der dadurch entfallenden Netzzweige durch diejenigen der "äquivalenten Elemente" ersetzt.

²³ Nach einer Netzwerkreduktion können die Eigenschaften der Elemente durchaus so gewählt werden, dass das vereinfachte Netz unter gewissen Gesichtspunkten dem ursprünglichen Netz gleicht [19]. Bei topologischen oder betrieblichen Änderungen im ursprünglichen Netz besteht jedoch die Gefahr, dass im reduzierten Netz grosse Abweichungen entstehen.

²⁴ Die Simulationen selbst finden unter Einbezug des gesamten UCTE-Netzes statt.

- **Central South** (Deutschland, Österreich, Frankreich, Schweiz, Slowenien, Italien),
- **Central West** (Deutschland, Frankreich, Belgien, Luxemburg²⁵, Niederlande, Schweiz) sowie
- **Central East** (Polen, Deutschland, Schweiz, Österreich, Ungarn, Slowenien, Slowakei, Tschechien).

Erst in einem zweiten Schritt wird diese an sich willkürliche Aufteilung des Netzgebietes aufgegeben und die so erhaltenen Resultate mit dem regionalen Ansatz verglichen.

4.3 Einsatz der Generatoren ("Generation-Shift")

Um eine Transaktion zwischen zwei Hubs zu simulieren, wird üblicherweise die Wirkleistungsproduktion der Generatoren in den jeweiligen Hubs angepasst, d.h. im Sender wird die Leistung um ein gewisses Volumen hochgefahren und im Empfänger wird sie um das gleiche Volumen heruntergefahren. Dadurch passen sich die Wirkleistungsflüsse im Netz so an, dass die Leistung abzüglich der Leitungsverluste vom Sender zum Empfänger fließt.

Für die Durchführung der Produktionsänderung finden sich in der Literatur verschiedene Ansätze.

- (a) **Proportional zum Kraftwerkseinsatz im Basisfall:** Dabei wird ein Kraftwerk um so mehr hoch- (im Sender) oder runtergefahren (im Empfänger), je grösser

²⁵ Das Luxemburgische Stromnetz wird dem Deutschen und dem Belgischen Netz zugerechnet und nicht als eigene Zone dargestellt. Dies entspricht der UCTE-Konvention.

seine Wirkleistungsproduktion im Basisfall ist. Dies kann dazu führen, dass z.B. grosse Kernkraftwerke wesentlich zur Transaktion beitragen, obschon diese in der Realität die Grundlast decken und kaum an Transaktionen beteiligt sind. Zudem kann das technische Produktionslimit eines Kraftwerks überschritten werden, wenn die Produktionszunahme nicht frühzeitig gestoppt wird. Der Vorteil dieser Methode liegt in ihrer einfachen Anwendung und in der Tatsache, dass die benötigten Angaben, d.h. die Produktion im Basisfall, vollständig vorhanden sind.

- (b) **Proportional zur verbleibenden Kraftwerkskapazität:** Hier trägt ein Kraftwerk umso mehr zu einer Transaktion bei, je grösser seine verbleibende Produktionskapazität im Basisfall ist²⁶. Dies führt zu einer Produktionsänderung, die näher an der Realität liegt als mit Methode a). Die Kapazitätsgrenzen der Kraftwerke werden im allgemeinen nicht überschritten.²⁷ Allerdings sind die korrekten Produktionslimiten der Kraftwerke nicht immer publiziert. Dies erschwert die korrekte Anwendung der Methode.
- (c) **Einer "Merit-Order" entsprechend:** Bei dieser Methode kommen die Kraftwerke gemäss einer ökonomisch definierten Rangfolge (der Merit-Order) zum Einsatz. Die entstehenden Transaktionen liegen nahe der wirtschaftlichen Realität. Die benötigten Angaben sind jedoch nicht im UCTE-Format enthalten.

Da sich diese Arbeit auf die technisch-physikalische Ebene der PTFD konzentriert und ein möglichst kompletter Datensatz von Vorteil ist, wird die Anpassung der Produktion gemäss Methode a) und ohne Berücksichtigung der technischen Limiten durchgeführt.

²⁶ Bei der Produktionsminderung von Pumpspeicherkraftwerken ist die verbleibende Kapazität in Bezug auf die maximale Leistungsaufnahme der Pumpen definiert, die im UCTE-Format als negative Produktion dargestellt ist.

²⁷ Dies gilt, sofern das Transaktionsvolumen nicht grösser ist als die gesamthaft verbleibende Kapazität eines Hubs.

Für Länder, deren Kraftwerks-Kapazitätsgrenzen ausreichend in den UCTE-Dateien hinterlegt sind, wird zusätzlich Methode b) angewandt. Der Vergleich findet sich in Kapitel 5.4. Dieses Vorgehen entspricht im übrigen demjenigen, das im Rahmen des seit 2004 laufenden Testlaufs in Südosteuropa zum Einsatz kommt, siehe [39]

4.4 Bestimmung der PTDF-Matrix

Ausgangspunkt für die Bestimmung der PTDF ist ein Set an UCTE-Dateien, die unter Verwendung des UCTE DEF ("Data Exchange Format", [81]) das gesamte UCTE-Netz mit rund 6000 Knoten (Generatoren, Lasten) und 9000 Zweigen (Transformatoren, Leitungen) unter Berücksichtigung der relevanten Parameter beschreiben. Das Set besteht einerseits aus Momentaufnahmen ("Snapshots"), welche das reale UCTE-Netz zu einer bestimmten Uhrzeit an einen bestimmten Tag abbilden, und andererseits aus Referenzfällen (Reference Cases), die eine synthetische, typische Netzsituation unter Einbezug sämtlicher Elemente wiedergeben.

Über einen dreistufigen Prozess können nun aus jeder UCTE-Datei die PTDF-Matrizen gewonnen werden. Im ersten Schritt wird ein eigens dafür entwickeltes Visual Basic Makro gestartet. Der Benutzer wählt eine beliebige UCTE-Datei als Input aus. Bei Bedarf kann er zudem das Transaktionsvolumen, die Art der Produktionsänderung sowie das Empfängerland (den Slack-Hub) pro Region anpassen.

Das Makro beginnt dann mit der Berechnung der Transaktionen. Als Empfänger wird das für jede Region definierte Land verwendet. Das Makro errechnet für jede Transaktion die korrekte Produktionsänderung und schreibt die neuen Produktionswerte in eine eigene UCTE-Datei, die abgespeichert wird. Nach Beendigung dieser Aufgabe startet ISPEN automatisch auf und liest die generierten UCTE-Dateien ein. ISPEN simuliert für den Basisfall und für jede Transaktionen die Lastflüsse im gesamten UCTE-Netz und erzeugt als Output eine Liste aller Ländergrenzen (den Flowgates) mit den Flüssen auf den einzelnen Grenzleitungen und dem Gesamtfluss pro Grenze.

Nach Abschluss der Simulation öffnet das Makro die erzeugten Listen in Excel. Für jede Transaktion werden die Flüsse auf den Flowgates mit dem Basisfall verglichen und die Differenz ermittelt. Diese wird ins Verhältnis zum Transaktionsvolumen gesetzt, was dem PTDF entspricht.

ISPEN simuliert nur Transaktionen mit dem Slack-Hub als Empfänger. Die übrigen Transaktionen werden vom Makro unter Ausnutzung der Transitivität²⁸ aus den simulierten Werten errechnet. Daraus resultiert die vollständige PTDF-Matrix.

In der PTDF-Matrix der Region "Central South" wird das Flowgate Italien-Österreich nicht berücksichtigt. Das Flowgate besteht nur aus einer 220kV-Leitung zwischen Soverzene und Lienz, die aufgrund hoher Belastung sehr oft radial aus Österreich in Richtung Italien betrieben wird. Das Flowgate weist deshalb für alle Transaktionen ausser derjenigen von Österreich nach Italien ein PTDF von Null auf.

4.5 Bestimmung der Grenzkapazitäten

In der Literatur findet sich keine einheitliche Definition zur Bestimmung von Grenzkapazitäten [21],[33],[35],[39]. Im Rahmen dieser Arbeit werden deshalb verschiedene Bestimmungsarten hergeleitet und untersucht. Die entsprechenden Modelle und Ergebnisse sind in Kapitel 6 zu finden.

Von der Methodik her kommt zur Bestimmung wiederum das entwickelte Makro im Verbund mit ISPEN zum Einsatz. Das UCTE-Format enthält die Belastungsgrenzen für jedes Element²⁹. Daraus errechnet ISPEN die Belastung pro Element ("branch loading"). Diese Angaben und ihre Veränderung verwendet das Makro, um unter

²⁸ Die Transitivität der PTDF wird in Kapitel 5.3 untersucht.

²⁹ Thermische Stromgrenze bei Leitungen, Scheinleistungsgrenze bei Transformatoren.

Annahme der Linearität³⁰ über Extrapolation und Interpolation die maximal zulässigen Flüsse und Transaktionen zu bestimmen, die (n) oder (n-1) sicher sind. Abbildung 4-1 zeigt das Prozessdiagramm zur Bestimmung von PTDF-Matrix und Grenzkapazitäten.

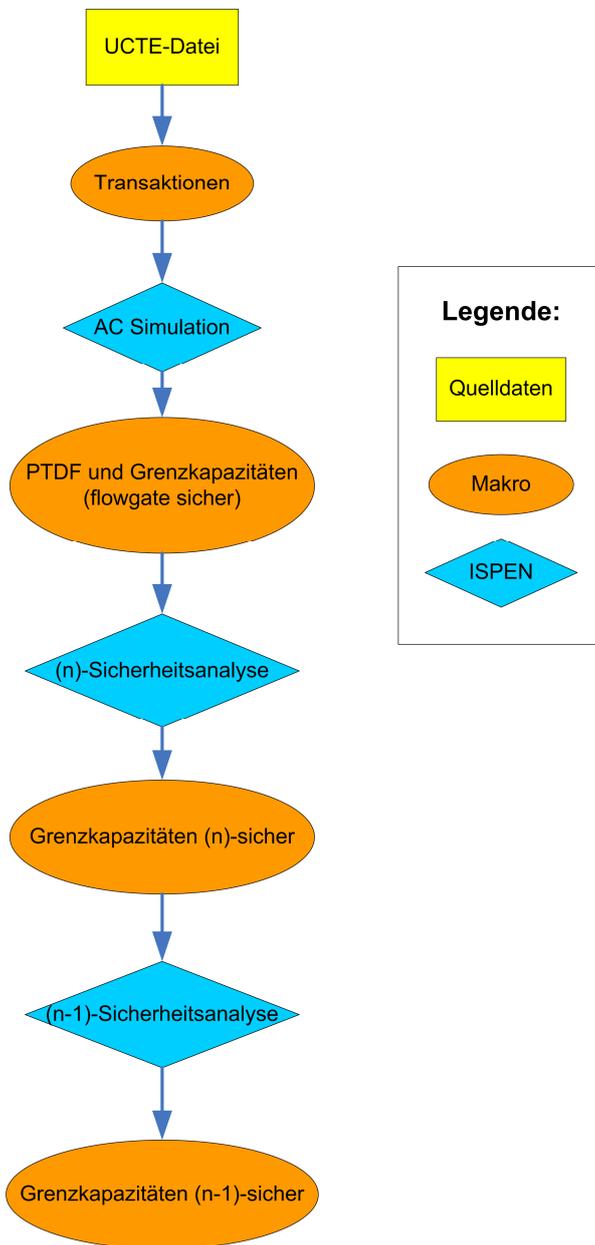


Abbildung 4-1: Prozessdiagramm zur Bestimmung von PTDF und Grenzkapazitäten.

³⁰ Die Linearität der PTDF wird in Kap. 5.3 überprüft.

4.6 Absolute und relative Werte

PTDF sind leitungsspezifische Faktoren. Sie beziehen sich theoretisch auf ein bestimmtes Transaktionsvolumen (siehe Kapitel 3.2) und können folglich auch als Prozentwerte dargestellt werden. Die Abhängigkeit vom Volumen ist jedoch vernachlässigbar klein (siehe Kapitel 5.3 und [8]), weshalb PTDF in der Praxis als absolute Werte zu betrachten sind.

Wird auf einer Leitung oder einem Flowgate ein PTDF-Wert für zwei Situationen bestimmt - etwa vor und nach einer topologischen Änderung - und wird die Differenz zwischen den beiden PTDF-Werten ermittelt, so ist das Resultat ebenfalls ein absoluter Wert, der je nach Sachverhalt als "absoluter Fehler" interpretiert werden kann. Dieser absolute Wert sagt letztlich aus, um wie viel Megawatt der tatsächliche Fluss vom erwarteten Fluss abweicht. Für sich alleine genommen ist die absolute Angabe jedoch schwierig zu bewerten: So kann ein zusätzlicher Fluss von 100 MW für ein "grosses" Flowgate problemlos zu bewältigen sein, während ein "kleines" Flowgate kollabieren würde. Es stellt sich somit die Frage, ob die absolute Abweichung auf die Flowgate-Kapazität bezogen werden soll.

Zwei Gründe sprechen dagegen: Einerseits ist die Kapazität eines Flowgates physikalisch nicht exakt definierbar³¹. Andererseits ist ein grosses Flowgate mit hoher Belastung einem kleinen Flowgate mit geringer Belastung in dieser Beziehung gleichgestellt.

Die absolute Differenz der betreffenden PTDF könnte insofern auf die prozentuale Belastung eines Flowgates bezogen werden. Der Quotient würde aussagen, wie gravierend eine Abweichung unter dem Aspekt der aktuellen Netzsicherheit ist. Wiederum ist die Belastung eines Flowgates jedoch nicht exakt messbar. Zudem wäre diese Kennzahl sehr situativ und schwerlich mit anderen Fällen zu vergleichen. Noch

³¹ Es entspricht im Allgemeinen nicht der Summe der Leitungskapazitäten.

ein anderer Quotient entsteht, wenn die Differenz zwischen zwei PTDF auf den physikalischen Fluss (in MW) eines Flowgates bezogen wird. Dieser absolute Fluss ist jedoch vom gewählten Basisfall abhängig und hat hinsichtlich der Sensitivität auf eine Transaktion, d.h. den PTDF, keine Aussagekraft.

Für die Auswertungen in dieser Arbeit wird ein anderer Ansatz gewählt: Die absoluten Differenzen werden auf die PTDF selbst bezogen [7],[9]. Beispielsweise wird der Unterschied zwischen DC- und AC-PTDF ermittelt und auf die AC-PTDF bezogen, um den relativen Fehler zu erhalten. Werden zwei oder mehrere gleichwertige Fälle ohne natürliche Referenz verglichen, etwa unterschiedliche Topologien, so wird die Differenz (resp. die maximale Streuung) auf den Mittelwert der verglichenen PTDF bezogen, um eine willkürliche Referenz zu vermeiden. Formel (4-1) veranschaulicht diese Herleitung:

$$\text{Relative Abweichung} = \frac{PTDF_a - PTDF_b}{\text{Mittelwert}(PTDF_a, PTDF_b)} * 100 \quad (4-1)$$

Der so generierte Wert sagt aus, um wie viel Prozent ein erwarteter PTDF, respektive Fluss, vom tatsächlich gemessenen Fluss abweicht. Diese Kennzahl ist auch ökonomisch relevant: Sie drückt in diesem Kontext aus, um wie viel Prozent ein Fluss auf einem Flowgate, wie er von einer Transaktion verursacht wird, über- oder unterschätzt wird.

Abbildung 4-2 illustriert die absoluten und relativen Angaben anhand eines Beispiels. Gezeigt sind zwei Zonen A und B, die über ein Flowgate bestehend aus fünf gleichwertigen Leitungen verbunden sind. Für eine bestimmte Transaktion im Netzwerk beträgt der PTDF auf diesem Flowgate 0.2. Die PTDF auf den fünf Leitungen des Flowgates betragen für die gleiche Transaktion je ein Fünftel davon, also 0.04. Durch eine Topologieänderung an einer beliebigen Stelle im Netz verändern sich die PTDF nun. Neu beträgt der PTDF auf dem Flowgate 0.3 und die PTDF auf den fünf Leitungen je 0.06. Die veränderte Situation ist im rechten Teil von Abbildung 4-2 gezeigt.

Die absolute Änderung des Flowgate-PTDF beträgt somit 0.1 und fällt damit definitionsgemäss grösser aus als die absolute Änderung auf den einzelnen Leitungen: Diese beträgt nur 0.02. Würde die aus der topologischen Änderung resultierende Abweichung der PTDF rein anhand dieser absoluten Werte beurteilt, so erscheint die Abweichung des Flowgate-PTDF gravierender als die Abweichung auf den einzelnen Leitungen. Diese Interpretation entspricht jedoch offensichtlich nicht dem realen Sachverhalt, da es sich ja um den Effekt ein und derselben Topologieänderung handelt.

Erst wenn die Abweichungen auf die jeweiligen PTDF des Flowgates oder der Leitungen bezogen werden, kürzt sich der Einfluss der unterschiedlich grossen PTDF vor der topologischen Änderung heraus: Die relative Änderung beträgt auf dem Flowgate wie auf den einzelnen Leitungen:

$$\frac{0.1}{0.2} * 100 = \frac{0.02}{0.04} * 100 = 50\% \quad (4-2)$$

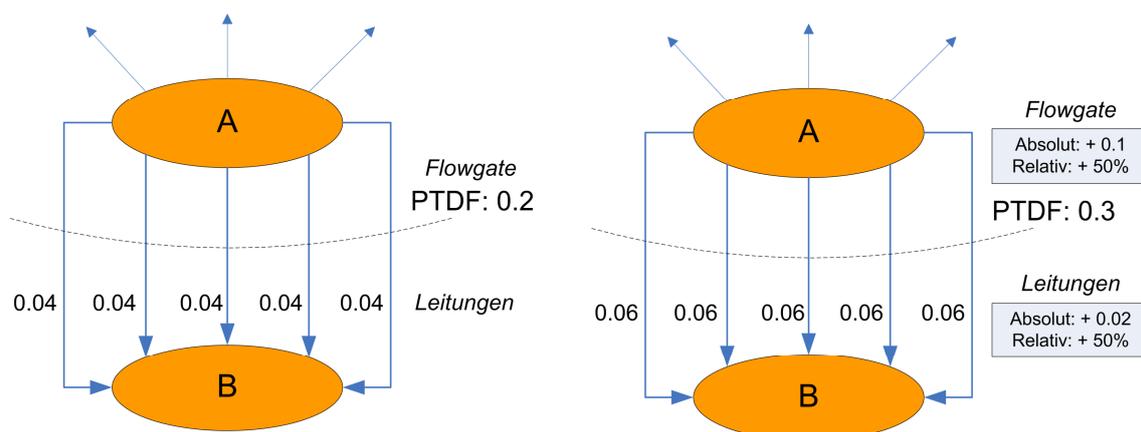


Abbildung 4-2: Absolute und relative Abweichungen der PTDF.

Bei der Interpretation der relativen Werte ist jedoch zu beachten, dass bei Flowgates mit besonders kleinen PTDF im Basisfall schon minimale Abweichungen zu exorbitant

grossen relativen Fehlern führen, die in der Praxis nicht unbedingt gravierend sein müssen. Die vorliegende Arbeit orientiert sich in der Auswertung deshalb nicht an diesen verzerrenden Extremwerten und zeigt, wo immer angebracht, mit kumulierten Histogrammen die Gesamtverteilung der Abweichungen. Zudem werden bei Bedarf die absoluten Abweichungen herangezogen, um die Signifikanz eingehend zu beurteilen.

4.7 Bestimmung der Signifikanzniveaus

Bei empirischen Fragestellungen ist es oftmals schwierig, die erhaltenen Ergebnisse eindeutig zu beurteilen. Das gleiche Resultat kann je nach Blickwinkel und angelegtem Massstab als "ziemlich gut" oder als "ziemlich schlecht" eingestuft werden [72]. Um unklaren Aussagen und willkürlichen Kriterien vorzubeugen, werden zu Beginn dieser Arbeit sämtliche Fragestellungen respektive Hypothesen definiert und ein breit abgestütztes Signifikanzniveau für die Ergebnisse gewählt.

Der Hauptteil der Arbeit befasst sich mit der Streuung der PTDF. Purchala vergleicht in [75] DC mit AC PTDF und definiert eine relative Abweichung von mehr als 5% als signifikant. Die ETSO verlangt im Testlauf für koordinierte, explizite Kapazitätsauktionen in Südosteuropa ebenfalls eine 5%ige Genauigkeit der PTDF und der Grenzkapazitäten [39].³²

Davon ausgehend wird in dieser Arbeit eine dreistufige Nivellierung der Signifikanz definiert und in den Matrizen farblich gekennzeichnet, um die Einstufung auf einen Blick zu erkennen: Abweichung unter 5% sind "nicht signifikant" und grün eingefärbt. Abweichungen zwischen 5% und 10% sind "leicht signifikant" und orange eingefärbt. Abweichungen von 10% und mehr sind "hochsignifikant". Sie sind rot eingefärbt. Sämtliche Abweichungen sind betraglich zu verstehen.

³² Verglichen werden die PTDF und Grenzkapazitäten aus einem "vollständigen Netz" mit sämtlichen Knoten und denjenigen aus einem leicht vereinfachten Netz, das für den Austausch unter den TSO verwendet wird.

4.8 Erklärung einer PTDF-Matrix

Eine exemplarische PTDF-Matrix ist in Tabelle 4-1 gezeigt und anschliessend erläutert.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	1.66%	0.88%	0.75%	2.60%	2.51%
CH->DE	4.01%	-15.96%	3.18%	13.68%	4.54%
CH->FR	31.33%	-2.13%	13.03%	2.68%	25.40%
CH->AT	1.28%	10.08%	1.02%	5.88%	2.99%
DE->FR	11.71%	-75.68%	12.12%	-9.23%	11.63%
DE->AT	-4.29%	7.42%	3.47%	6.57%	-0.63%
IT->FR	6.41%	4.47%	5.24%	0.93%	5.67%
IT->SI	-3.92%	-2.38%	-3.70%	-0.98%	-1.61%
AT->SI	-0.52%	2.63%	2.17%	3.52%	-2.47%
Case: R070117, Central South					

Tabelle 4-1: PTDF Matrix mit eingefärbten Signifikanzniveaus.

In der Zeile bei (1) sind die einzelnen Transaktionen aufgeführt. Als fester Empfänger fungiert im Beispiel Italien (I). Die Ländernamen sind im UCTE-Code notiert: L->I bezeichnet also die Transaktion von Slowenien nach Italien.

Die Spalte bei (2) listet alle Flowgates auf, die den Ländergrenzen entsprechen und eine definierte Richtung haben. Die Ländernamen sind im ISO-Code notiert: IT->SI bezeichnet daher das Flowgate von Italien nach Slowenien.

Der Hauptteil bei (3) zeigt die relativen Abweichungen der PTDF pro Transaktion und Flowgate für einen bestimmten Vergleich. Je nach Signifikanz sind die Elemente grün, orange oder rot eingefärbt.

Die Schlusszeile bei (4) gibt den verwendet Basisfall mitsamt Datum an: "R" für Referenzfall und "S" für Snapshot. Nach dem Komma folgt die simulierte Region (Central South, Central West, Central East). Die Region bestimmt, welche Transaktionen und Flowgates berücksichtigt sind.

5 Resultate: Bestimmung und Streuung der PTDF

5.1 Vergleich von DC- mit AC-PTDF

DC-PTDF bezeichnen Faktoren, die aus einer DC-Lastfluss Simulation abgeleitet werden, während AC-PTDF aus einer AC-Lastfluss Simulation resultieren. In diesem Abschnitt wird untersucht, wie stark sich DC-PTDF von AC-PTDF unterscheiden.

DC- und AC-PTDF werden stets am gleichen Betriebspunkt ("Operating Point") des Netzes bestimmt.³³ In Abschnitt 5.6 wird untersucht, welchen Einfluss der Betriebspunkt bei gleichbleibender Netztopologie auf die PTDF hat.

Zur Überprüfung der Hypothese wird der gleiche Fall zweimal in ISPEN simuliert: Einmal im AC-Mode und einmal im DC-Mode. Beim DC-Mode von ISPEN handelt es sich um ein "weiches" DC: Es wird lediglich das Spannungsprofil eingeebnet, indem der Betrag aller Spannungen auf den ursprünglichen Mittelwert der PU-Knoten gesetzt wird. Die Verluste und die Spannungswinkel bleiben erhalten.

Tabelle 5-1 zeigt die Ergebnisse anhand der Region "Central South" und dem Referenzfall vom 17. Januar 2007. Die relativen Abweichungen der DC- gegenüber den AC-PTDF gemäss Gleichung (5-1) liegen nur vereinzelt über den signifikanten 5%.

$$\text{Relative Abweichung} = \frac{PTDF_{DC} - PTDF_{AC}}{PTDF_{AC}} * 100 \quad (5-1)$$

Die in Tabelle 5-1 verwendete Matrixdarstellung ist in Kapitel 4.8 erläutert.

³³ In der Literatur finden sich auch Stellen, an denen DC-PTDF in einem unbelasteten Netz bestimmt werden.

Flowgates	Transaktion von [Sender] nach IT				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	0.23%	-0.25%	-0.46%	0.19%	1.67%
CH->DE	0.73%	-1.12%	-0.20%	-0.57%	2.00%
CH->FR	5.42%	0.71%	2.11%	1.61%	7.94%
CH->AT	-1.28%	-4.65%	-2.19%	-2.21%	0.20%
DE->FR	5.77%	-13.51%	5.88%	0.95%	6.98%
DE->AT	0.80%	-1.28%	-2.63%	-1.64%	2.85%
IT->FR	3.03%	1.60%	2.01%	0.16%	3.78%
IT->SI	-1.76%	0.40%	-0.12%	0.16%	-1.61%
AT->SI	-1.96%	0.00%	-0.93%	-0.39%	1.18%
Case: R070117, Central South					

Tabelle 5-1: Differenz zwischen AC- und DC-PTDF, mit Wirkleistungsverlusten.

Die obigen Resultate stellen lediglich den Effekt des flachen Spannungsprofils dar. Eine weitere zentrale DC-Annahme ist die Vernachlässigung der Wirkleistungsverluste der Leitungen, d.h. $X \gg R = 0$. Um die Auswirkungen dieser Annahme zu simulieren, wird in der UCTE-Datei die Resistanz R sämtlicher Leitungen gleich Null gesetzt, bevor die DC-Simulation ausgeführt wird. Tabelle 5-2 zeigt die Ergebnisse.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	1.66%	0.88%	0.75%	2.60%	2.51%
CH->DE	4.01%	-15.96%	3.18%	13.68%	4.54%
CH->FR	31.33%	-2.13%	13.03%	2.68%	25.40%
CH->AT	1.28%	10.08%	1.02%	5.88%	2.99%
DE->FR	11.71%	-75.68%	12.12%	-9.23%	11.63%
DE->AT	-4.29%	7.42%	3.47%	6.57%	-0.63%
IT->FR	6.41%	4.47%	5.24%	0.93%	5.67%
IT->SI	-3.92%	-2.38%	-3.70%	-0.98%	-1.61%
AT->SI	-0.52%	2.63%	2.17%	3.52%	-2.47%
Case: R070117, Central South					

Tabelle 5-2: Differenz zwischen AC- und DC-PTDF, ohne Wirkleistungsverluste.

Die Abweichungen zu den AC-PTDF sind erwartungsgemäss grösser geworden und liegen nun teilweise deutlich im signifikanten Bereich. Die grössten Differenzen kommen jedoch auf Flowgates mit sehr kleinen PTDF zustande und sind deshalb nicht von Bedeutung.

Das kumulative Histogramm in Abbildung 5-1 beinhaltet alle drei Regionen³⁴ für den Referenzfall vom 17. Januar 2007 und unterstreicht, dass die absoluten Differenzen auch bei Vernachlässigung der Wirkleistungsverluste klein bleiben. Beispielsweise liegen rund 80% aller Differenzen unter 0.01.

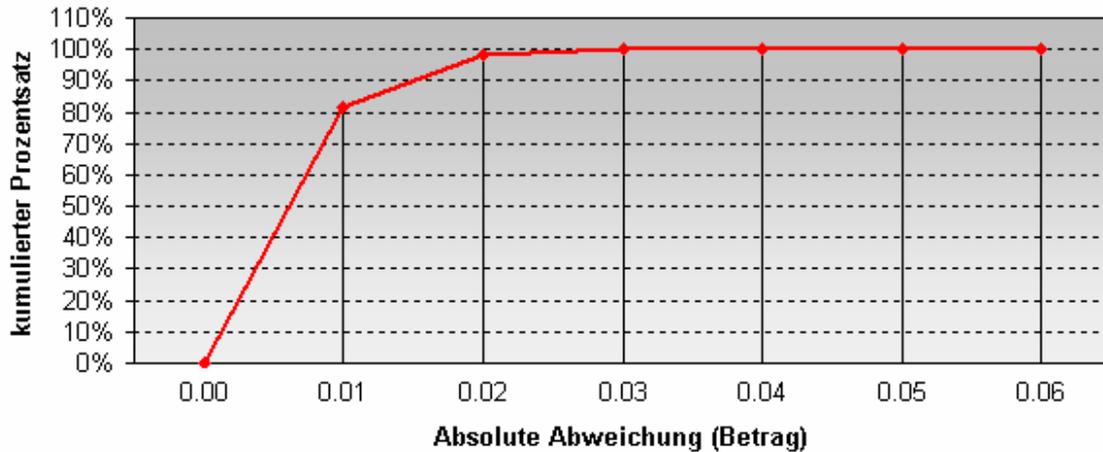


Abbildung 5-1: Kumulative Verteilung der absoluten Differenzen zwischen AC- und DC-PTDF (ohne Wirkleistungsverluste).

Abbildung 5-2 schliesslich stellt die DC-PTDF den AC-PTDF direkt gegenüber und veranschaulicht die Linearität zwischen den beiden.

Diese Beobachtung deckt sich mit den Resultaten aus [72] und [75]. Die DC-Simulation ist für kleine und mittlere Lasten im Hoch- und Höchstspannungsnetz eine gute Annäherung an die AC-Simulation. Die Abweichungen liegen im allgemeinen unter 10% und werden sowohl durch das künstlich flache Spannungsprofil wie durch die vernachlässigten Wirkleistungsverluste verursacht.

³⁴ Central South, Central West, Central East

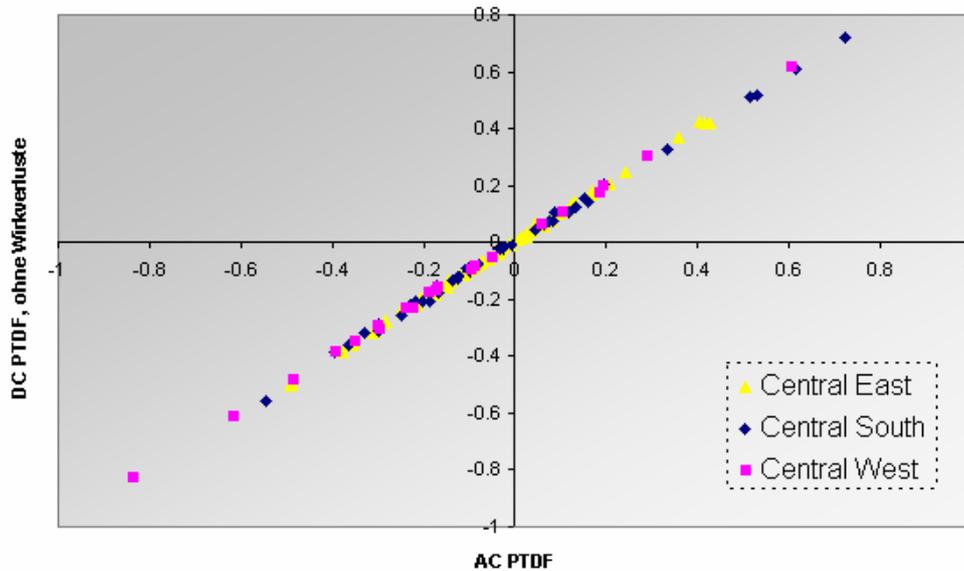


Abbildung 5-2: DC versus AC PTDF.

Werden die DC-Faktoren für die Engpassbestimmung eingesetzt, so können diese wenigen Prozentpunkte dennoch ausreichen, um nicht existierende Engpässe zu registrieren oder tatsächliche Engpässe zu übersehen [72]. Dies kann zu ökonomisch ineffizienten Entscheidungen führen [59],[62]. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird deshalb ausschliesslich mit AC-PTDF gerechnet.

5.2 Transitivität von AC-PTDF

Bei der Herleitung der PTDF-Matrix wird üblicherweise von der Eigenschaft der Transitivität Gebrauch gemacht, siehe Gleichung (3-12). Die Transitivität erlaubt es, nur Transaktionen mit einem Slack-Hub als Empfänger simulieren zu müssen. Alle übrigen Transaktionen können gemäss Formel (3-12) daraus abgeleitet werden.

Für DC-PTDF ist die Eigenschaft der Transitivität per Definition erfüllt, da Verluste, Spannungsprofil und -winkel nicht berücksichtigt werden. Für AC-PTDF ist die Gültigkeit der Transitivität hingegen nicht von vorneherein gegeben. Sie wird deshalb im Folgenden überprüft.

Flowgates	Transaktionen						
	O->M	S->M	C->M	D->M	Z->M	Q->M	L->M
AT->CH	-1.81%	0.00%	-11.63%	-22.45%	-14.29%	-10.87%	-3.38%
AT->DE	2.38%	-2.41%	-7.50%	-2.90%	-6.73%	-10.05%	6.52%
AT->CZ	2.59%	-7.69%	0.11%	-0.46%	0.00%	-1.08%	5.13%
AT->HU	0.32%	0.28%	-0.56%	0.09%	-0.72%	-0.84%	-1.04%
AT->SI	-2.71%	-5.36%	-6.27%	-4.67%	-6.13%	-5.94%	2.58%
CH->DE	-18.45%	1.16%	-8.84%	-7.03%	-9.09%	-8.72%	1.10%
PL->DE	-2.06%	-0.46%	-1.98%	-0.09%	-0.61%	-0.53%	-1.98%
PL->CZ	-22.73%	-1.61%	4.87%	-0.69%	0.28%	-1.44%	-7.59%
PL->SK	0.46%	1.30%	1.06%	1.29%	1.09%	8.89%	0.37%
CZ->D	-1.59%	0.75%	-1.90%	1.09%	0.00%	0.44%	-0.92%
CZ->SK	0.46%	1.02%	0.80%	1.09%	0.32%	-0.54%	0.25%
HU->SK	1.33%	1.94%	1.69%	2.06%	1.56%	0.67%	1.27%
Case: R070117, Central East							

Tabelle 5-3: Relative Fehler durch Anwendung der Transitivität bei AC-PTDF.

In Tabelle 5-3 werden die relativen Fehler angezeigt, die durch Anwendung der Transitivität begangen werden. Verglichen werden alle Transaktionen nach Ungarn (M): Einmal werden die Transaktionen mit Ungarn selbst als Slack-Hub durchgeführt, das andere Mal fungiert Österreich als Slack-Hub und die Faktoren werden unter Ausnützung der Transitivität errechnet. Die Differenz wird auf die "direkten" PTDF (mit Ungarn als Slack-Hub) bezogen, vgl. Gleichung (5-2):

$$\text{Relativer Fehler} = \frac{PTDF_{transitiv} - PTDF_{direkt}}{PTDF_{direkt}} * 100 \quad (5-2)$$

Die Fehler liegen mit wenigen Ausnahmen unter der 10%-Signifikanzgrenze. Wiederum betreffen die rot eingefärbten Werte im allgemeinen Flowgates, die für die entsprechende Transaktion eine schwache Sensitivität aufweisen. Abbildung 5-3 bestätigt diese Aussage: Grosse relative Fehler (Y-Achse) treten bei kleinen PTDF-Werten (X-Achse) auf, während grosse PTDF-Werte nur von kleinen relativen Fehlern weit unter 5% betroffen sind.

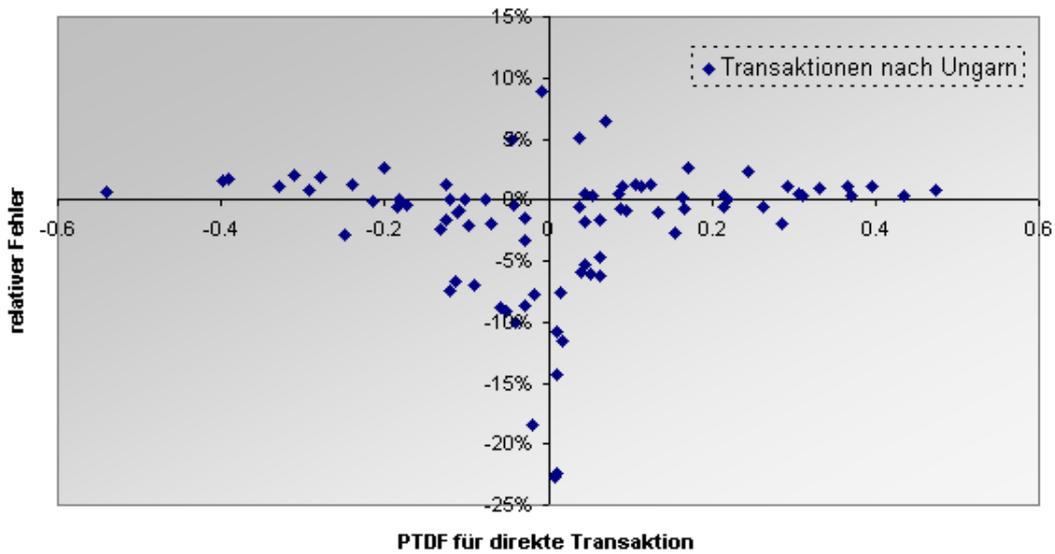


Abbildung 5-3: Relative Fehler durch Transitivität bezogen auf absolute PTDF.

Die Eigenschaft der Transitivität ist somit auch für AC-PTDF im europäischen Höchstspannungsnetz erfüllt.

5.3 Linearität der AC-PTDF

In diesem Abschnitt geht es um die Eigenschaft der Linearität von PTDF. Dabei stellt sich die Frage, ob das Volumen einer Transaktion einen Einfluss auf den Wert der PTDF hat.³⁵

Wiederum ist für das DC-Modell aufgrund der getroffenen Annahmen klar, dass die PTDF unabhängig vom Volumen sind. Für das nicht-lineare AC-Modell wird der Grad der Unabhängigkeit im Folgenden untersucht.

³⁵ Eine verwandte Frage vergleicht PTDF an verschiedenen Betriebspunkten eines Netzes.

In dieser Arbeit wird für Transaktionen üblicherweise ein Volumen von 500 MW gewählt. Dieses Volumen ist gross genug, um eindeutig messbare Flussdifferenzen hervorzurufen, und klein genug, um unerwünschte Verzerrungen³⁶ zu vermeiden. Im Folgenden werden zusätzlich Transaktionen von 100 MW und von 1000 MW durchgeführt und die resultierenden PTDF verglichen. Das Ergebnis zeigt Tabelle 5-4. Darin wird die auftretende Streuung jeweils auf das gemittelte PTDF bezogen, vgl. Formel (5-3):

$$\text{Rel. Fehler} = \frac{\text{Max}(PTDF_{100}, PTDF_{500}, PTDF_{1000}) - \text{Min}(PTDF_{100}, PTDF_{500}, PTDF_{1000})}{\text{Mittelwert}(PTDF_{100}, PTDF_{500}, PTDF_{1000})} \quad (5-3)$$

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	0.15%	0.44%	0.68%	0.15%	2.05%
CH->DE	-0.98%	2.02%	-0.58%	-1.42%	-2.39%
CH->FR	-6.83%	1.12%	-1.45%	-2.17%	-9.08%
CH->AT	-1.38%	-5.99%	-2.52%	-2.89%	-0.80%
DE->FR	6.89%	-20.00%	6.62%	-2.47%	8.54%
DE->AT	-1.42%	2.28%	3.05%	2.21%	-5.17%
IT->FR	-3.33%	-1.61%	-1.85%	-0.55%	-4.03%
IT->SI	-2.06%	-0.10%	-0.24%	-0.08%	-1.81%
AT->SI	1.93%	1.76%	1.39%	1.17%	-1.59%
Case: R070117, Central South					

Tabelle 5-4: Effekt des Transaktionsvolumens.

Die Streuung liegt meist unter 5%. Abbildung 5-4 macht am Beispiel der Transaktion von Österreich nach Italien deutlich, wie sehr die PTDF-Werte einander ähneln (man beachte die Skala): Die PTDF für Transaktionen von 100 MW und 1000 MW weichen höchstens um 0.008 vom PTDF für 500 MW ab.

³⁶ Verzerrungen durch Wirk- und Blindleistungskompensation des Slack.

Somit kann die Annahme der Linearität auch für AC-PTDF als hinreichend erfüllt angesehen werden.

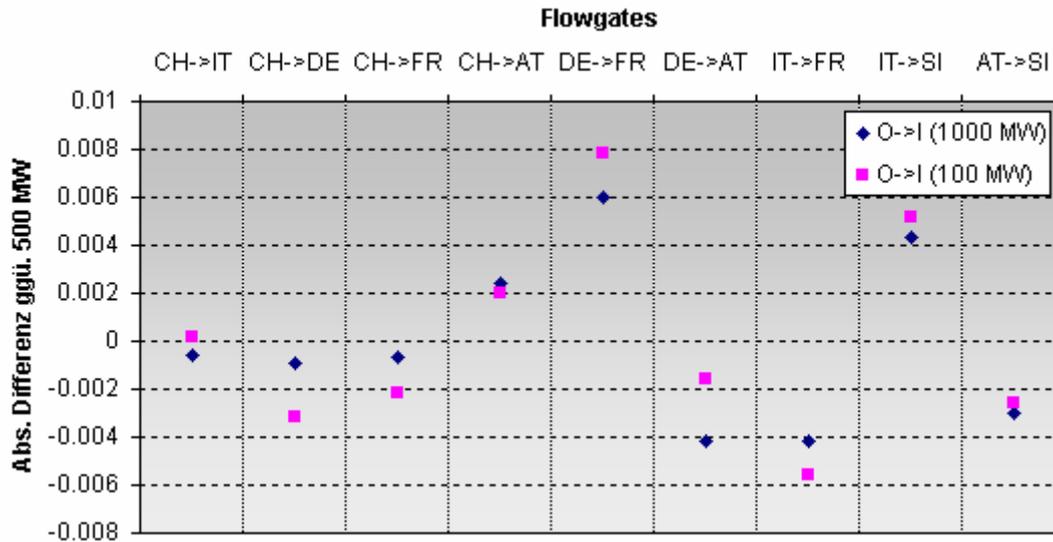


Abbildung 5-4: Detailansicht für den Effekt des Transaktionsvolumens.

5.4 Methode der Produktionsänderung (Generation-Shift)

Für die Durchführung der Produktionsänderung in einer Zone existieren verschiedene Methoden, siehe Kapitel 4.3. Am Beispiel der Schweiz wird untersucht, welchen Einfluss die Methode der Produktionsänderung auf die erzeugten AC-PTDF hat. Das PTDF-Makro errechnet die Produktionsänderung einerseits proportional zum Kraftwerkseinsatz im Basisfall, andererseits proportional zur verbleibenden Kraftwerkskapazität und lässt ISPEN die entstehenden Lastflüsse simulieren. Daraus werden die PTDF-Matrizen gewonnen und verglichen. Die Differenzen werden auf das gemittelte PTDF bezogen.

Abbildung 5-5 präsentiert die Ergebnisse. Simuliert werden mehrere Transaktionen für den Snapshot vom 19. Juli 2006 und die Referenzfälle vom 19. Juli 2006 sowie 17. Januar 2007.

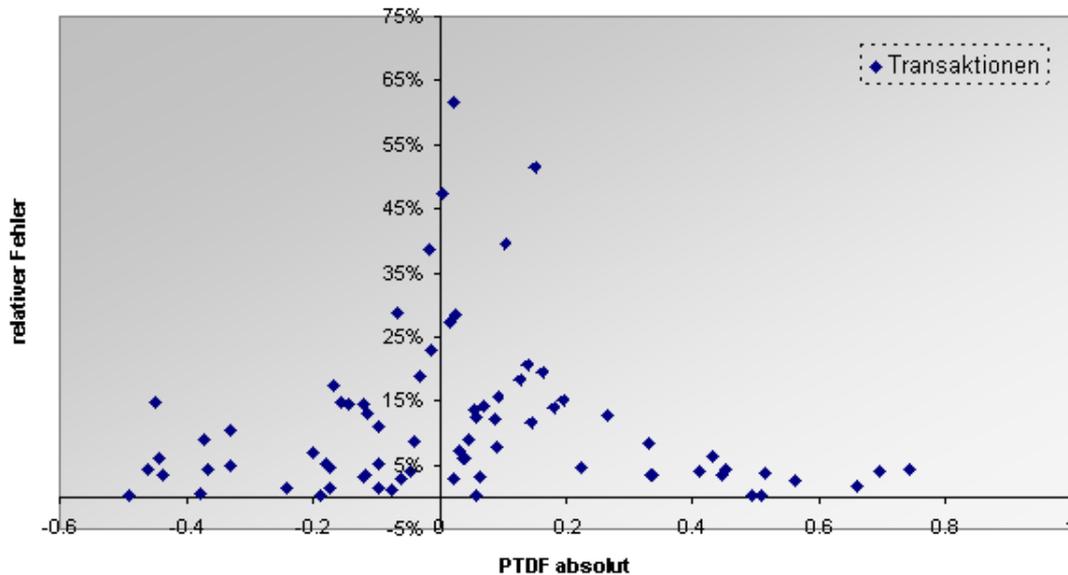


Abbildung 5-5: Einfluss der Methode der Produktionsänderung.

Aus Abbildung 5-5 ist ersichtlich, dass der Einfluss der Methodik der Produktionsänderung nicht zu vernachlässigen ist. Die relativen Fehler liegen auch auf sensitiven Flowgates (mit grossen PTFD) über fünf und teilweise über zehn Prozent.

Wie im Kapitel zur Methodik erläutert, wird für die weiteren Auswertungen in dieser Arbeit einheitlich mit einer Produktionsänderung proportional zum Einsatz im Basisfall gearbeitet.

5.5 Einfluss der Topologie

Als erstes Element mit Einfluss auf die PTFD soll die Netztopologie untersucht werden. Um topologische Änderungen isoliert betrachten und möglichst realitätsnahe Aussagen treffen zu können, werden die für August 2007 in der Region Central South tatsächlich

geplanten Ausserbetriebnahmen von Leitungen simuliert.³⁷ Die Ausserbetriebnahmen erfolgen in sieben sich nicht überschneidenden Zeitfenstern und umfassen jeweils eine bis vier Leitungen des 220 kV- und 380 kV-Netzes.

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Ausserbetriebnahmen auf die AC-PTDF untersucht. Auswirkungen auf die Grenzkapazitäten werden in Kapitel 6 betrachtet.

Tabelle 5-5 zeigt die maximal auftretenden Abweichungen der PTDF in Central South auf einen Blick. Simuliert wird der UCTE Referenzfall vom 19. Juli 2006, dessen PTDF-Matrix die Basis für den Vergleich bildet.

$$\text{Relativer Fehler} = \frac{\max(PTDF_{\text{Ausserbetriebnahme}} - PTDF_{\text{Basisfall}})}{PTDF_{\text{Basisfall}}} * 100 \quad (5-4)$$

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	6.18%	6.03%	5.99%	8.81%	5.17%
CH->DE	6.24%	28.08%	6.48%	12.06%	6.30%
CH->FR	53.67%	13.47%	24.70%	12.64%	58.40%
CH->AT	27.03%	593.18%	37.79%	54.26%	25.54%
DE->FR	12.64%	70.77%	10.33%	6.20%	10.07%
DE->AT	7.67%	34.59%	12.47%	13.61%	11.04%
IT->FR	13.01%	14.20%	13.11%	13.70%	12.92%
IT->SI	13.40%	40.18%	25.65%	34.00%	4.30%
AT->SI	10.14%	41.73%	31.40%	37.83%	7.11%
Case: R060719, Central South					

Tabelle 5-5: Streuung der PTDF für sieben geplante Ausserbetriebnahmen im August 2007.

³⁷ Die entsprechenden Daten werden von der swissgrid ag zur Verfügung gestellt.

Die grössten relativen Abweichungen kommen wiederum auf Flowgates mit kleinen PTDF zu liegen³⁸. Aus Abbildung 5-6 geht jedoch hervor, dass auch mehrere sensitive Flowgates (solche mit grossen absoluten PTDF-Werten) von Fehlern über 10% betroffen sind.

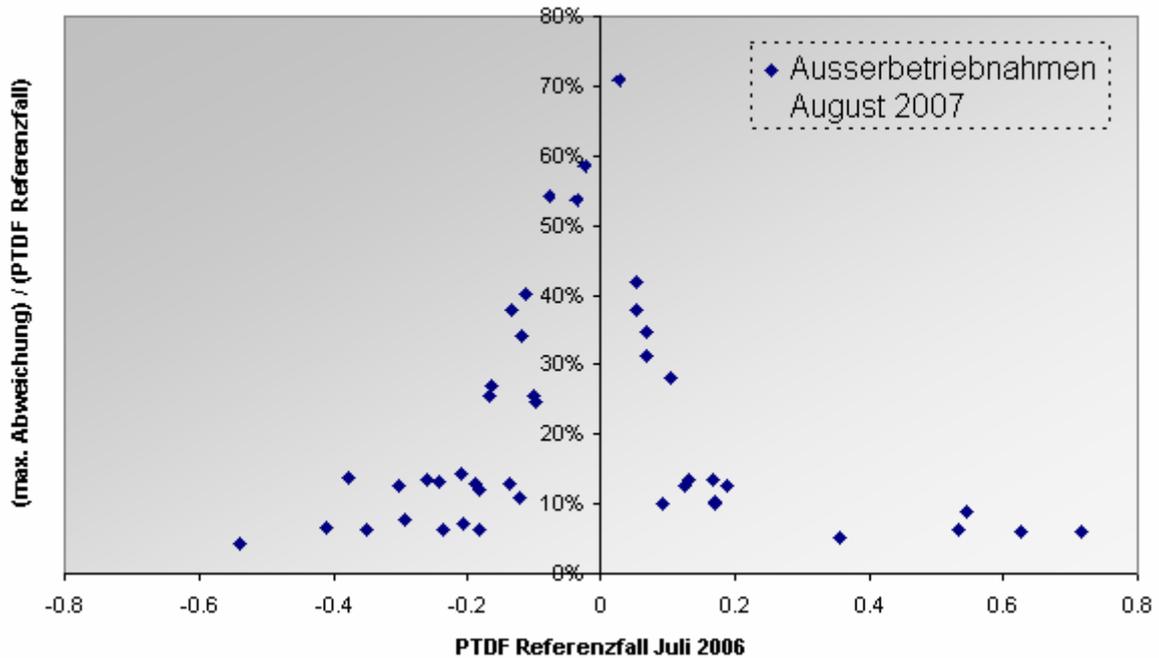


Abbildung 5-6: Streuung der PTDF durch topologische Änderungen.

Gemäss den Auswertungen können bereits einzelne, geplante Topologieänderungen eine starke Streuung der PTDF hervorrufen. Um diese abzufangen, muss die PTDF-Matrix den topologischen Änderungen nachgeführt werden.

³⁸ Beispielsweise ist das Flowgate Schweiz-Österreich für die Transaktion Schweiz->Italien nicht sensitiv, da der physikalische Fluss dieser Transaktion fast ausschliesslich über das Flowgate Schweiz-Italien und via Frankreich nach Italien gelangt.

5.6 Betriebspunkt

In diesem Abschnitt wird der Einfluss des Betriebspunktes auf die PTDF untersucht. In der Theorie kann die Produktion und Last ausgehend von einem "leeren" Testnetz³⁹ bei unveränderten Rahmenbedingungen hochgefahren werden, um die PTDF an verschiedenen Betriebspunkten zu bestimmen, siehe [9]. In der Praxis ändert sich mit dem Betriebspunkt aber immer auch der Kraftwerkseinsatz und teilweise die Netztopologie. Dies ist besonders dann relevant, wenn Kraftwerke und Lasten zu Zonen zusammengefasst werden, wie vom PTDF Modell vorgeschlagen.

Im Folgenden werden die PTDF-Werte für die gleichen Transaktionen im Sommer und im Winter verglichen. Ausserdem werden PTDF untersucht, die am gleichen Datum um 03:30 Uhr und um 10:30 Uhr gemessen wurden.

5.6.1 Unterschiede Sommer/Winter

Tabelle 5-6 vergleicht die PTDF aus dem Snapshot vom 19. Juli 2006 mit den PTDF aus dem Snapshot vom 17. Januar 2007 (beide 10:30 Uhr). Die relativen Fehler beziehen sich auf den Mittelwert der jeweiligen PTDF, vgl. Formel (5-5).

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	-18.17%	-13.63%	-17.04%	-14.77%	-32.54%
CH->DE	-12.57%	32.69%	-25.29%	-50.29%	-28.57%
CH->FR	-4.67%	5.51%	31.92%	17.78%	-22.35%
CH->AT	-20.67%	-8.89%	-24.26%	-27.24%	-32.60%
DE->FR	-2.73%	-648.98%	-29.16%	27.62%	-18.90%
DE->AT	-6.24%	61.98%	17.49%	26.54%	0.21%
IT->FR	3.79%	17.97%	16.87%	8.14%	-9.63%
IT->SI	-29.87%	-39.41%	-44.92%	-47.23%	-20.21%
AT->SI	-12.35%	20.04%	2.52%	12.42%	1.86%
Case: S060719 und S070117, Central South					

Tabelle 5-6: Streuung PTDF, Sommer-Winter.

³⁹ Das "leere Netz" beschreibt den Zustand, bei dem die Produktion in jedem Knoten gleich null ist.

$$\text{Relativer Fehler} = \frac{PTDF_{Sommer} - PTDF_{Winter}}{\text{Mittelwert}(PTDF_{Sommer}, PTDF_{Winter})} * 100 \quad (5-5)$$

Die PTDF streuen zwischen dem Sommer- und Winterszenario sehr stark: Die Differenzen liegen fast immer im signifikanten oder hochsignifikanten Bereich. Folglich ist es unter praktischen Gesichtspunkten undenkbar, eine PTDF-Matrix unverändert für Sommer und Winter zu verwenden. Die Topologie⁴⁰ und der Kraftwerkseinsatz sind zu unterschiedlich. Abbildung 5-7 betont diesen Umstand grafisch für den gleichen Snapshot und alle drei Regionen. Auch grosse PTDF-Werte sind von relativen Fehlern bis 50% betroffen.

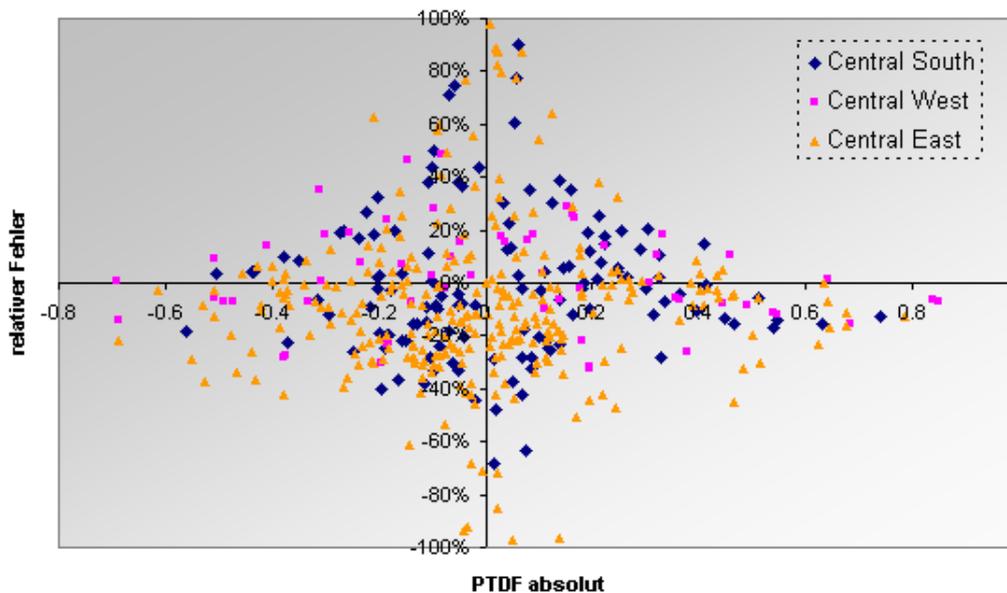


Abbildung 5-7: Streuung der PTDF zwischen Sommer und Winter.

⁴⁰ Im Sommer liegen aus Wartungs- und Revisionsgründen häufig Leitungsausserbetriebnahmen vor.

5.6.2 Unterschiede Tag/Nacht

Tabelle 5-7 zeigt am Beispiel des Snapshots vom 19. Januar 2005 und für die Region Central South, wie sich die PTDF nachts (03:30 Uhr) von denjenigen tagsüber (10:30 Uhr) unterscheiden. Die absoluten Differenzen werden dabei gemäss Gleichung (5-6) auf den Mittelwert aus den Tag- und Nacht-PTDF bezogen.

$$\text{Relativer Fehler} = \frac{PTDF_{\text{Tag}} - PTDF_{\text{Nacht}}}{\text{Mittelwert}(PTDF_{\text{Tag}}, PTDF_{\text{Nacht}})} * 100 \quad (5-6)$$

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	-11.05%	-6.35%	-7.76%	-6.86%	-11.60%
CH->DE	-6.23%	51.38%	-5.14%	-7.65%	-8.70%
CH->FR	17.14%	-15.50%	-10.58%	-3.46%	-36.67%
CH->AT	-18.89%	55.61%	-6.71%	-7.58%	-9.80%
DE->FR	-5.14%	42.07%	-4.75%	0.19%	-11.51%
DE->AT	-26.22%	48.44%	6.69%	8.75%	-14.95%
IT->FR	-9.37%	-8.48%	-9.71%	-8.21%	-13.31%
IT->SI	0.37%	-3.05%	-2.65%	-0.46%	-3.47%
AT->SI	-29.60%	-15.69%	-24.73%	-19.84%	5.96%
Case: S050119, Central South					

Tabelle 5-7: Streuung PTDF, Tag-Nacht.

Mit Blick auf die Tabelle 5-7 wird ersichtlich, dass sich die PTDF in der Nacht oftmals deutlich von denjenigen am Tag unterscheiden. Dies liegt darin begründet, dass sich der Kraftwerkseinsatz innerhalb der Zonen zu verschiedenen Tageszeiten unterscheidet und mit ihm auch die dominierenden Stromflüsse und das Spannungsprofil. Der Plot in Abbildung 5-8 bestätigt diese Aussage für den Snapshot vom 21. Januar 2004 und alle drei UCTE-Regionen.

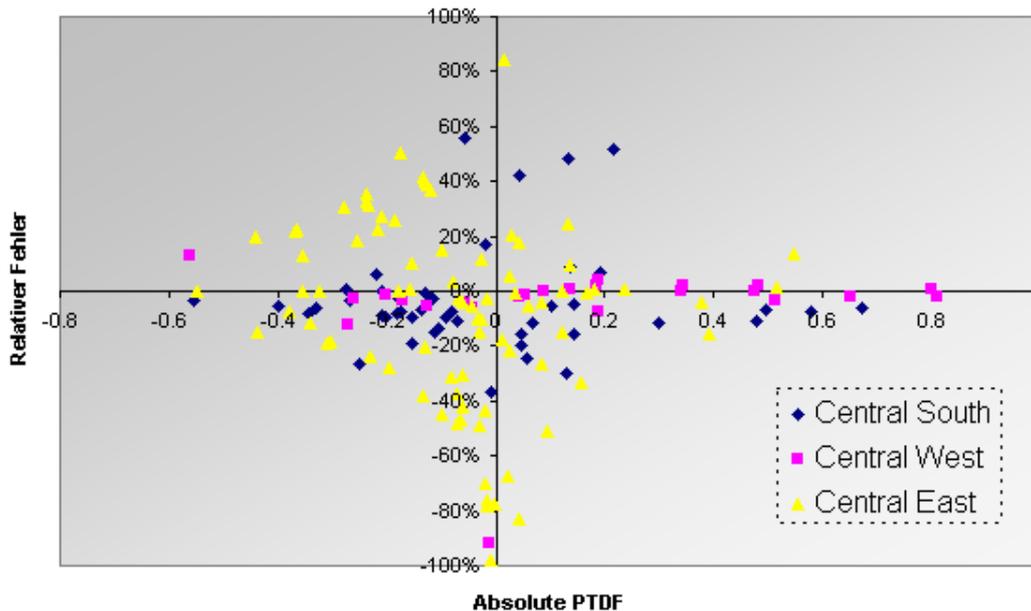


Abbildung 5-8: Relative Differenzen der PTDF zwischen Tag und Nacht.

Um die Fehler genügend klein zu halten, muss die PTDF-Matrix somit den Tageszeiten entsprechend nachgeführt werden. Diese Forderung wurde auch im Rahmen des Südost-Europäischen Dry-Runs laut [39].

5.7 Bildung von Zonen

Der PTDF-Ansatz wird im europäischen Kontext jeweils im Zusammenhang mit einem Zonen-Modell (siehe Kapitel 3.4) diskutiert [21, 30, 76]. Erst dadurch wird die beabsichtigte Vereinfachung der Netzwerkdarstellung erreicht. Diese Vereinfachung bringt gleichzeitig einen Verlust an Information und Genauigkeit mit sich: Die Verteilung der Produktion innerhalb einer Zone ist nicht bekannt: Pro muss deshalb ein Durchschnitts-PTDF angenommen werden. Baldick zeigt in [7] für die Zonen in

Texas⁴¹, dass die tatsächlichen PTDF der einzelnen Kraftwerke innerhalb einer Zone stark von diesem Durchschnitt abweichen können.

In diesem Kapitel wird untersucht, wie sich die für Europa vorgeschlagene Zonenbildung auf die PTDF auswirkt. Dazu werden die Zonen von Frankreich, Deutschland, Österreich und der Schweiz in Subzonen aufgeteilt und die resultierenden PTDF verglichen. Am Beispiel der Schweiz werden die Subzonen weiter aufgeteilt, bis schliesslich die Ebene der einzelnen Netzknoten erreicht ist.

Für die Simulationen wird folgendes Set an Subzonen gebildet. Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 zeigen diese Einteilung geographisch.

- **Frankreich:** (F1) im Nordwesten, (F2) im Nordosten, (F3) im Südwesten, (F4) im Südosten. (Abbildung 5-9)
- **Deutschland (1):** nördliche Hälfte (D1), südliche Hälfte (D2). (Abbildung 5-9)
- **Deutschland (2):** Szenario mit Windenergie in Norddeutschland - nördlichstes Drittel (D1a) und südlichstes Drittel (D2a). (Abbildung 5-10)
- **Schweiz (1):** (S1) nördlich der Alpen, (S2) südlich der Alpen. (Abbildung 5-9)
- **Schweiz (2):** Zwei Knoten in der nördlichen Subzone – KKW Leibstadt (S1a) und KKW Mühleberg (S1b). (Abbildung 5-10)
- **Österreich:** (O1) im Westen, (O2) im Osten. (Abbildung 5-9)

Die Kraftwerke werden unter Verwendung der öffentlich zugänglichen Verzeichnisse der Kraftwerks- und Netzbetreiber geographisch den Subzonen zugeordnet. Für das 380kV- und 220kV-Netz liegt die Erfassung leistungsmässig zwischen 85% und 100%.

⁴¹ Texas wechselt derzeit von einem zonenbasierten zu einem knotenbasierten Modell.

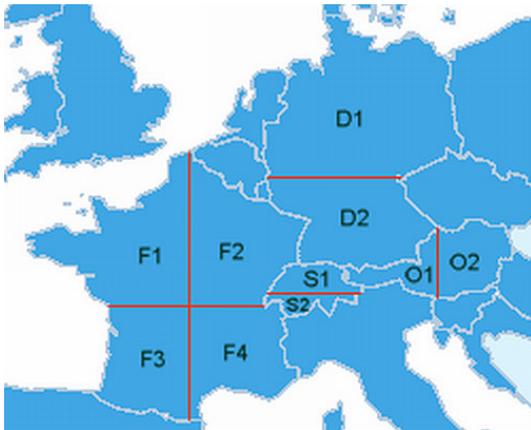


Abbildung 5-9: Subzonen in Europa.

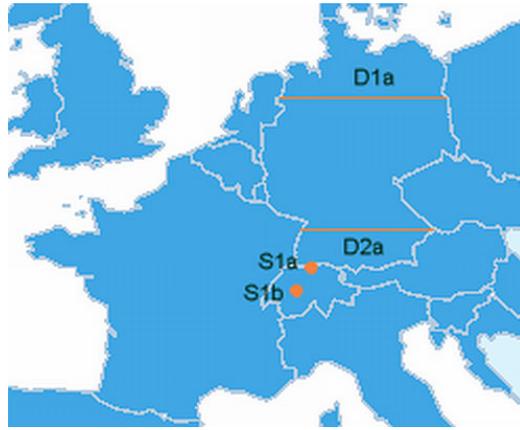


Abbildung 5-10: Subzonen in Europa.

Tabelle 5-8 zeigt für den Referenzfall vom 17. Januar, wie sich die PTDF der Subzonen von den durchschnittlichen Zonen-PTDF unterscheiden. Dazu wird aus jeder Subzone eine Transaktion nach Italien simuliert und die PTDF-Matrix bestimmt. Für Frankreich ergeben sich beispielsweise vier Transaktionen: F1->I, F2->I, F3->I und F4->I. Auf jedem Flowgate wird der PTDF genommen, der sich maximal vom durchschnittlichen Zonen-PTDF unterscheidet, und ins Verhältnis zu diesem gesetzt, vgl. Formel (5-7).

$$\text{Max. Abweichung} = \frac{\max(PTDF_{\text{Subzone}_i} - PTDF_{\text{Zone}})}{PTDF_{\text{Zone}}} * 100 \quad (5-7)$$

Subzonen	Flowgates								
	CH->IT	CH->DE	CH->FR	CH->AT	DE->FR	DE->AT	IT->FR	IT->SI	AT->SI
Frankreich	11.13%	42.20%	6.18%	18.11%	29.13%	13.13%	17.36%	9.52%	8.80%
Deutschland (1)	3.99%	14.73%	37.42%	14.04%	33.11%	26.78%	8.68%	3.83%	7.64%
Deutschland (2)	5.16%	24.43%	56.76%	11.27%	32.28%	29.09%	11.63%	3.58%	8.92%
Schweiz (1)	2.00%	98.76%	49.74%	312.93%	343.08%	104.69%	9.56%	5.99%	4.63%
Schweiz (2)	3.94%	47.71%	104.53%	14.64%	250.00%	9.27%	17.63%	4.80%	5.70%
Österreich	18.20%	15.23%	59.83%	44.58%	6.81%	64.31%	12.21%	14.05%	39.90%
Case: R070117, Central South									

Tabelle 5-8: Abweichende PTDF der Subzonen.

Gemäss Tabelle 5-8 treten auf den meisten Flowgates signifikante oder hochsignifikante Abweichungen auf, teilweise im dreistelligen Prozentbereich. Dabei handelt es sich nicht um Extremwerte: Einzelne Generatoren innerhalb der Zonen können noch stärker vom durchschnittlichen PTDF der Gesamtzone abweichen. Zudem fungiert im gezeigten Beispiel als Empfänger stets die Zone Italien. Wird auch der Empfänger in Subzonen zerlegt, so steigen die Unsicherheiten weiter an.

Tabelle 5-9 demonstriert diesen Effekt am Beispiel der Transaktionen von Deutschland nach Frankreich. Frankreich als Empfänger wird mit vier Subzonen dargestellt, Deutschland in das nördlichste und südlichste Drittel eingeteilt. Insgesamt sind dadurch acht Transaktionen von Deutschland nach Frankreich möglich. Für jede Transaktion wird die PTDF-Matrix bestimmt. Die maximalen Abweichungen von den durchschnittlichen Zonen-PTDF werden auf jedem Flowgate ins Verhältnis zu diesen gesetzt.

	D->F
CH->IT	111.62%
CH->DE	70.07%
CH->FR	46.89%
CH->AT	53.18%
DE->FR	26.67%
DE->AT	128.78%
IT->FR	75.35%
IT->SI	33.03%
AT->SI	78.13%

Tabelle 5-9: Abweichungen durch Verwendung von Zonen-PTDF.

Die Differenzen reichen von 25% bis fast 130%. Die Verwendung von durchschnittlichen Zonen-PTDF würde folglich zu willkürlichen Annahmen der Flussverteilung führen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass nicht primär die geographischen Distanzen für die Abweichungen der PTDF verantwortlich sind. In erster Linie lassen sich die Sensitivitäten auf die elektrischen Distanzen und die topologische Komplexität in einer Zone zurückführen. Damit erklärt sich, warum Änderungen in einer kleinen Zone wie

der Schweiz vergleichbare oder gar grössere Auswirkungen hervorrufen als Änderungen im geographisch ausgedehnteren Gebieten wie Deutschland oder Frankreich.

Die PTDF der einzelnen Subzonen unterscheiden sich dabei nicht nur betragslich. Teilweise ändert sich auch das Vorzeichen, wenn in einer anderen Subzone produziert wird. Das heisst konkret: Eine Transaktion, die ein belastetes Flowgate gemäss dem Zonen-PTDF entlasten sollte, sorgt in Wirklichkeit für zusätzliche Belastung, und umgekehrt. Für eine Transaktion von Frankreich nach Österreich etwa hängt die Richtung der Flussänderung auf dem Flowgate Schweiz-Italien davon ab, ob in Nord- oder in Südfrankreich produziert wird. Dieser Umstand kann im Rahmen des Engpassmanagements zu ökonomisch und technisch ineffizienten Entscheiden führen.

Durch die Bildung von Zonen werden PTDF generiert, die stark von der Realität abweichen. Es stellt sich somit die Frage, ob diese Verzerrungen allenfalls durch die Bildung kleinerer Zonen entschärft werden können [30]. Wie bereits festgestellt wurde, entstehen die Abweichungen jedoch nicht in erster Linie durch die geographische Ausdehnung der Zonen. Im obigen Simulationsbeispiel Schweiz (2) findet die Produktion in zwei Kraftwerken statt, die weniger als 200 Kilometer entfernt von einander liegen (Leibstadt und Mühleberg). Selbst in diesem Fall unterscheiden sich die PTDF hochsignifikant.

Auch die Ost-West Aufteilung Österreichs fasst lediglich einige wenige Knoten zu Zonen zusammen. Dennoch treten auf den meisten Flowgates hochsignifikante Unterschiede auf, da die Ost-West Impedanz innerhalb der österreichischen Zone vergleichsweise hoch ist und für grosse elektrische Distanzen sorgt.

Abbildung 5-11 illustriert ein weiteres Beispiel. Hier wird die Subzone F2 (Nordosten Frankreichs) aufgeteilt in das Gebiet vor der französisch-belgischen Grenze (F2a) und in das Gebiet vor der französisch-deutschen und französisch-schweizerischen Grenze (F2b). Anschliessend werden für den Referenzfall vom 17. Januar 2007 Transaktionen von F2a und F2b nach Deutschland durchgeführt und die PTDF auf den Flowgates von Central West verglichen. Tabelle 5-10 zeigt die Unterschiede bezogen auf den

Mittelwert. Selbst für eine feine Gliederung wie diese– die Subzonen umfassen nur noch einen Achtel der Fläche Frankreichs - betragen die Abweichungen noch bis zu 37%. Der genaue Standort der Produktion hat demnach einen erheblichen Einfluss auf die Verteilung der physikalischen Flüsse.

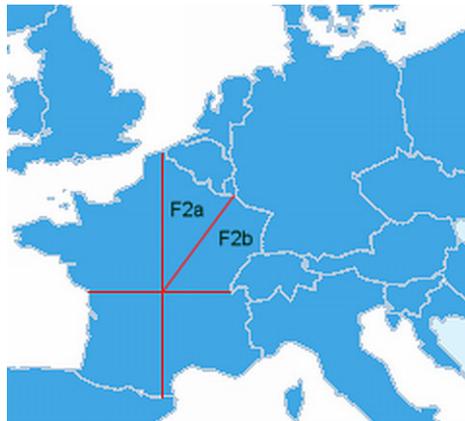


Abbildung 5-11: Unterteilung der französischen Zone in F2a und F2b.

	D->F
DE->CH	6.13%
FR->CH	12.95%
DE->FR	25.38%
DE->NL	37.02%
FR->BE	36.95%
BE->NL	37.17%

Tabelle 5-10: Streuung der PTFD auf den Flowgates von Central West.

Im stark vermaschten europäischen Stromnetz ist in Anbetracht dieser Auswertungen davon auszugehen, dass nur eine vollständige (knotenbasierte) Darstellung des Netzes eine ausreichende Genauigkeit bei der Vorhersage der Stromflüsse ermöglicht. Durch die Zonenbildung entstehen Fehler, die nachträglich nicht mehr korrigiert werden können. Sie können nur durch konservative Annahmen vermieden werden ("sichere PTFD").

5.8 Sichere PTDF

Ehrenmann und Smeers zeigen in [29] anhand einfacher Beispielnetze, dass die Anwendung von durchschnittlichen Zonen-PTDF aus zwei Gründen zu einem unsicheren Betrieb führen kann:

1. Die durchschnittlichen PTDF entsprechen nicht den tatsächlichen PTDF der einzelnen Generatoren innerhalb einer Zone.
2. Transaktionen innerhalb von Zonen werden nicht erfasst, obschon sie Auswirkungen auf Flowgates haben.

Der erste Schwachpunkt von zonenbasierten PTDF könnte entschärft werden, indem "sichere PTDF" zur Anwendung kommen. Darunter sind PTDF zu verstehen, die die auftretenden Flüsse für ein definiertes Set an Topologien und Betriebsituationen in keinem Fall unterschätzen und damit die Netzsicherheit stets gewährleisten.

Die gewonnene Betriebssicherheit führt jedoch zu Nachteilen bezügl. der Effizienz: Sichere PTDF überschätzen die tatsächlich auftretenden physikalischen Flüsse in vielen Netzsituationen und machen ein maximal mögliches Transaktionsvolumen unmöglich. Im Folgenden wird untersucht, wie stark dieser Effekt ausfällt. Dazu wird ein Set von sechs UCTE-Snapshots aus den Jahren 2004 bis 2007 zusammengestellt und daraus die sicheren PTDF für die drei UCTE-Regionen bestimmt. Die sicheren PTDF werden dann ins Verhältnis zu den durchschnittlichen PTDF dieser sechs Snapshots gesetzt und prozentual dargestellt. Tabelle 5-11 zeigt die Ergebnisse für die Region Central East.

Flowgates	Transaktionen						
	S->O	C->O	D->O	M->O	Z->O	Q->O	L->O
AT->CH	134%	145%	136%	157%	147%	154%	137%
AT->DE	107%	107%	106%	121%	111%	114%	125%
AT->CZ	121%	111%	119%	156%	113%	124%	141%
AT->HU	143%	154%	148%	140%	145%	142%	140%
AT->SI	128%	126%	127%	137%	132%	137%	108%
CH->DE	117%	148%	132%	197%	145%	273%	117%
PL->DE	132%	222%	118%	121%	110%	115%	187%
PL->CZ	128%	207%	148%	172%	109%	138%	150%
PL->SK	141%	125%	127%	149%	102%	161%	167%
Region Central East							

Tabelle 5-11: Überschätzung der Flüsse durch sichere PTDF.

Ein Blick auf Tabelle 5-11 zeigt, dass die sicheren PTDF in der Region Central East vielfach 10 bis 60% über den durchschnittlichen PTDF zu liegen kommen. Tabelle 5-11 berücksichtigt dabei nur die zonenbasierten Durchschnitts-PTDF. Würden auch die PTDF von Subzonen oder einzelnen Kraftwerken miteinbezogen, dürfte die Überschätzung der Flüsse noch wesentlich stärker ausfallen.

Das kumulative Histogramm in der folgenden Tabelle 5-12 weist darauf hin, dass die Effizienz der sicheren PTDF umso schlechter wird, je mehr Hubs sich in einer Region befinden. In der Region Central West mit nur fünf Hubs überschätzen 90% der sicheren PTDF die Flüsse um 20% oder weniger.

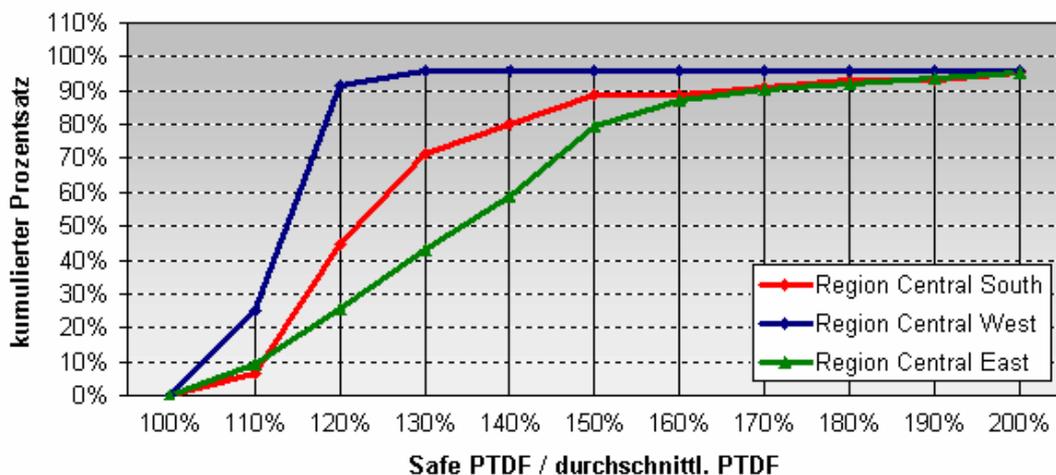


Tabelle 5-12: Performance der sicheren PTDF nach UCTE-Region.

6 Resultate: Bestimmung von Grenzkapazitäten

Ausgehend von der Analyse der AC-PTDF widmet sich dieses Kapitel den Grenzkapazitäten und ihrer Bestimmung. Gleichung (6-1) zeigt, dass die Grenzkapazitäten ein zentraler Bestandteil des PTDF-Modells sind. Ausgehend von einer Transaktion zwischen Knoten A und B muss gelten:

$$\text{Transaktion}_{A \rightarrow B} \times \text{PTDF}_{k,A \rightarrow B} \leq \text{Grenzkapazität}_k \quad (6-1)$$

Die Grenzkapazität gibt das Leistungsvolumen an, das auf einem Flowgate k maximal zulässig ist und von keiner Transaktion überschritten werden darf.

Wie die Grenzkapazitäten zu bestimmen sind, darüber gibt es in der Literatur keine einheitliche Meinung. Klar ist, dass die Grenzkapazitäten vom thermischen Limit der Leitungen eines Flowgates abhängen. Ebenso spielt die Netzwerkstabilität (Spannungs- und Frequenzstabilität) eine Rolle, und nicht zuletzt beeinflusst die (n-1)-Sicherheit, wie viel Leistung über ein Flowgate fließen kann, sodass dieses auch bei Ausfall eines Netzelementes nicht überlastet ist. In Anbetracht dieser Faktoren wird deutlich, dass die Grenzkapazitäten nicht der Summe der Leitungskapazitäten eines Flowgates entsprechen können.

Es folgen einige grundsätzliche Überlegungen zur Definition und Bestimmung von Grenzkapazitäten. Anschliessend wird dargelegt, wie die Kapazitäten im Rahmen dieser Arbeit hergeleitet werden. Abschliessend sind die konkreten Simulationsergebnisse und ein Vergleich mit den NTC-Werten aufgeführt.

6.1 Definition der Grenzkapazitäten

Wird mit einem Netzmodell auf Knotenbasis gearbeitet ("Full Network Model", FNM)⁴², so müssen keine Grenzkapazitäten bestimmt werden, da alle Netzelemente ein physikalisch definiertes Leistungslimit besitzen und auch Stabilitäts- oder (n-1)-Sicherheitskriterien eindeutig und exakt auf die Netzelemente abgebildet werden können. Eine Transaktion wird limitiert, sobald ein Element im Netz seine Kapazitätsgrenze erreicht oder in einem Ausfallszenario erreichen würde. Abbildung 6-1 zeigt diese Situation exemplarisch.

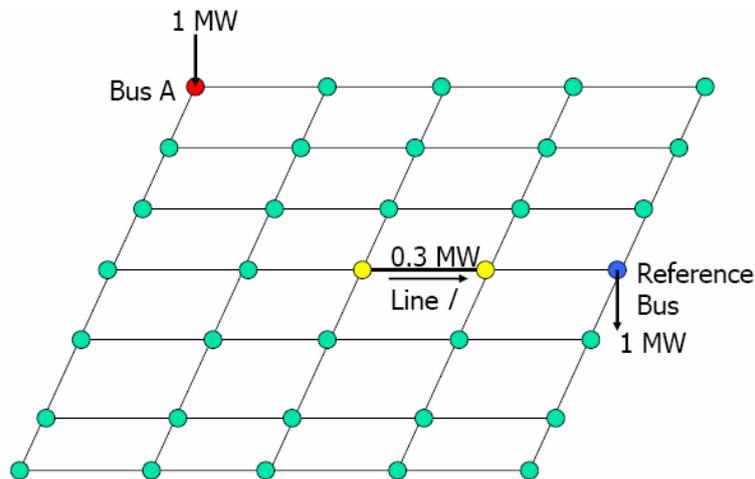


Abbildung 6-1: Transaktion in einem vollständigen Netzmodell.

Wie in den einleitenden Kapiteln dieser Arbeit erläutert wurde, soll der flussbasierte PTDF-Ansatz jedoch in einem Zonenmodell verwendet werden. Das Zonenmodell entspricht einem reduzierten Netzmodell ("Reduced Network Model", RNM), das nicht mehr alle Netzelemente explizit berücksichtigt. In einem Zonenmodell werden beispielsweise die Elemente innerhalb von Zonen nicht mehr dargestellt.

In dieser Situation ist es notwendig, dass für die dargestellten Elemente – die Flowgates – Grenzkapazitäten bestimmt werden, die sicherstellen, dass es nirgends im Netz zu

⁴² Zur Definition des vollständigen Netzmodells, vgl. Kapitel 3.4.

Engpässen oder Instabilitäten kommt. Wie die folgenden Überlegungen zeigen, lassen sich diese Grenzkapazitäten in einem reduzierten Netzmodell jedoch per Definition nicht eindeutig bestimmen.

Angenommen in einem Netz wie in Abbildung 6-1 gäbe es n Leitungen mit definierten thermischen Limits. Diese Darstellung entspricht dem vollständigen Netzmodell. Für das Engpassmanagement werden daraus $m < n$ Flowgates bestimmt. Jedes dieser Flowgates erhält eine Grenzkapazität, sodass Ungleichung (6-1) aufgestellt werden kann.

Mit den m Flowgates des reduzierten Netzes müssen für sämtliche Transaktionen die Leistungsflüsse auf den n Leitungen des vollständigen Netzes begrenzt werden. Das entstehende Ungleichungssystem enthält im allgemeinen Fall n Gleichungen⁴³, besteht jedoch aus $m < n$ Variablen, den m Grenzkapazitäten (vgl. Abbildung 6-2). Ein solches Gleichungssystem ist überdefiniert: Es gibt mathematisch keine Lösung, die alle Bedingungen erfüllt. Die Abbildung der n Leitungskapazitäten auf die m Grenzkapazitäten ist nicht eindeutig. Die Grenzkapazitäten auf den m Flowgates müssen unterschiedlich grosse Werte annehmen, je nachdem, welche der n Leitungen (bzw. welche Transaktion) sie zu begrenzen haben.

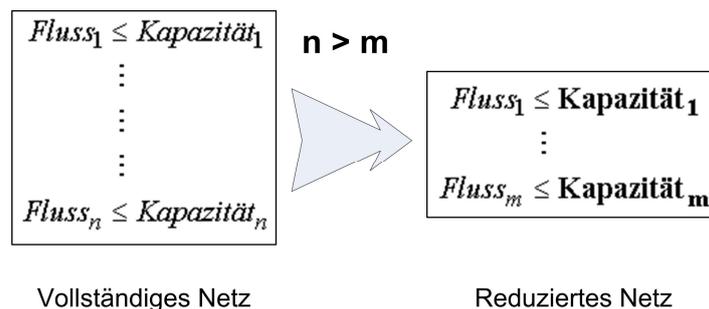


Abbildung 6-2: Ungleichungssysteme im FNM und RNM.

⁴³ Es wird davon ausgegangen, dass die Anzahl möglicher Transaktionen t in einem Netz gleich gross oder grösser der Anzahl Netzzeige n ist. Für $t < n$ würde das Gleichungssystem aus t Gleichungen bestehen.

Werden mehrere Netzzweige zu einem Flowgate zusammengefasst – etwa alle Leitungen auf einer Grenze zwischen zwei Ländern – kommt ein weiterer Aspekt hinzu. Während bei einem Netzzweig noch ein einzelner Leistungsflussvektor limitiert wird, begrenzt die Kapazität eines Flowgates die Summe aus mehreren Leistungsflussvektoren. Der Betrag dieser Summe ist jedoch von der jeweiligen Transaktion abhängig, da jede Transaktion die Leitungen eines Flowgates anders belastet und bei Erreichen einer Leitungskapazität folglich zu einem anderen Leistungsfluss auf dem zugehörigen Flowgate führt. Im Endeffekt kann jede Transaktion für sich genommen zu einer eigenen Grenzkapazität führen, d.h. die Grenzkapazität ist von der Produktions- und Lastsituation im Netz abhängig. Abbildung 6-3 veranschaulicht diesen Sachverhalt⁴⁴.

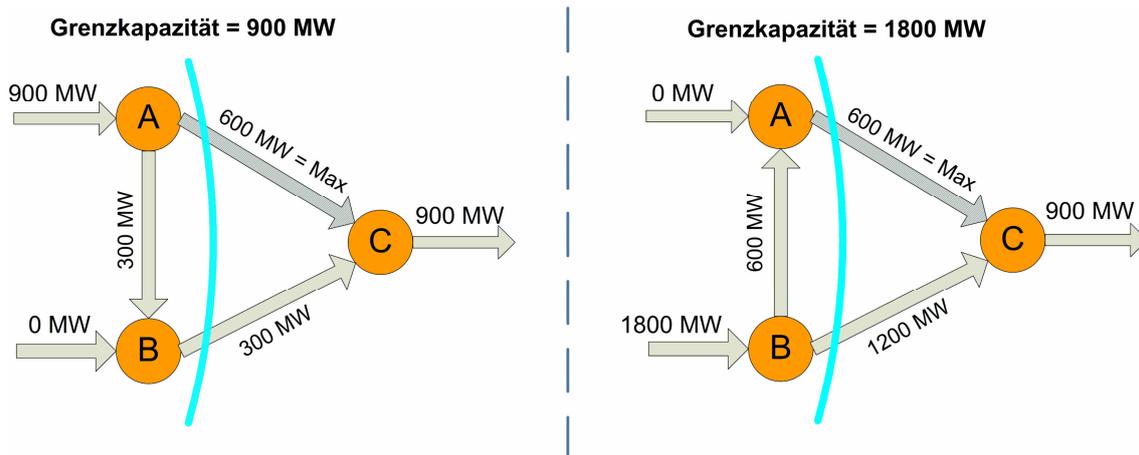


Abbildung 6-3: Grenzkapazität in Abhängigkeit der Produktion.

Setzt man diese Überlegung fort, so ergibt sich folgende Erkenntnis: Wird der Schritt von einem bilateralen zu einem multilateralen Modell gemacht, so erhält man für die Sensitivitäten eine Matrix, die PTDF-Matrix, da jede Transaktion die Netzelemente auf andere Weise belastet. Gleichzeitig erhält man jedoch auch für die Kapazitäten eine Matrix, da jede Transaktion zu anderen Grenzkapazitäten führt.

⁴⁴ Alle Leitungen besitzen die gleiche Impedanz.

Der flussbasierte Ansatz geht hingegen davon aus, dass sich die Grenzkapazitäten in Form eines Vektors definieren lassen: Pro Flowgate existiert eine einzige Grenzkapazität⁴⁵. In der Anwendung muss folglich eine Transaktion nur mit den zugehörigen PTDF multipliziert werden und die resultierenden Flüsse auf den Flowgates kleiner oder gleich den jeweiligen Grenzkapazitäten gehalten werden. Flussbasierte Allokations-Programme wie DR.CAT⁴⁶ basieren genau auf dieser Vorstellung: Als Inputdaten benötigen sie eine PTDF-Matrix und einen Grenzkapazitäten-Vektor.

Ist die Streuung der Grenzkapazitäten von Transaktion zu Transaktion relativ gering, so kann die zweidimensionale Grenzkapazitäten-Matrix auf einen eindimensionalen Grenzkapazitäten-Vektor zusammengefaltet werden, ohne allzu grosse Fehler zu begehen⁴⁷. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Auswertung von Kapazitäts-Matrizen zeigt jedoch, dass die Streuung der Grenzkapazitäten in einem vermaschten Netz beträchtlich ist und deutlich über den gängigen Sicherheitsmargen liegen kann. Soll dennoch pro Flowgate nur eine einzige, ev. richtungsabhängige Grenzkapazität angegeben werden, fiel die Wahl unter Beachtung der Netzsicherheit zwangsläufig auf den tiefsten auftretenden Wert, dem "lowest value in force"⁴⁸.

Um dies zu verhindern, werden die Kapazitäts-Vektoren der einzelnen Transaktionen nicht zusammengefaltet, sondern entkoppelt. Die globale Netzsicht wird zugunsten einer regionalen Sicht aufgegeben: Eine Grenzkapazität soll nur von "nahen" Engpässen bestimmt werden, etwa Engpässen innerhalb von Zonen, die an das Flowgate

⁴⁵ Respektive eine Grenzkapazität pro Richtung.

⁴⁶ www.dr.cat.at. Dieses Programm kommt für den SEE-Dryrun zum Einsatz.

⁴⁷ Unter dem heute gängigen NTC-Regime wird auf einer Grenze üblicherweise je ein NTC-Wert pro Flussrichtung angegeben. Damit wird die zugrundeliegende Kapazitäts-Matrix auf eine binäre Angabe vereinfacht.

⁴⁸ Dies entspricht dem Vorgehen im SEE-Dryrun.

angrenzen. Die Kapazitäts-Bestimmung muss kleinräumig erfolgen, im Extremfall bilateral⁴⁹. Kleinräumig definierte Grenzkapazitäten müssen für ein grossräumig betriebenes Modell nicht optimal sein. Sie können zu tief angesetzt und damit zu restriktiv sein oder umgekehrt: sie sind zu hoch angesetzt und lassen Leistungsflüsse zu, die andernorts zu Engpässen führen. Je nach Festlegung der Grenzkapazitäten werden gewisse Transaktionen begünstigt und andere benachteiligt. Es kann durchaus vorkommen, dass eine Transaktion von einer Grenzkapazität limitiert wird, die sich an einer ganz anderen Stelle im Stromnetz befindet.

Die ETSO beschreibt diesen Umstand in [35] folgendermassen:

"In case that the network is represented as a single node that is connected to neighbouring areas by a single cross-border transmission link [...], a border capacity is an aggregated value and has no direct relationship with the physical capacity of a transmission line. The computation of the [border capacity] is an issue then. In that case the [border capacity] is the aggregated value of the cross-border flows when the maximum exchange between two neighbouring areas, taking the n-1 security into account, is applied. In case that a more refined model, that allows multiple nodes per TSO or control area, is implemented, the [border capacity] on the critical branches interconnecting those nodes can be made explicit therefore adding more accuracy and transparency to the system."

Die Bestimmung der Grenzkapazitäten kann im übrigen nicht mit den PTDF selbst geschehen, wie dies teilweise angenommen wird [21]. Da sich die PTDF per Definition auf die aggregierte Ebene der Flowgates beziehen, muss für die Berechnung der Grenzkapazitäten die tatsächliche Belastung der einzelnen Netzzweige berücksichtigt werden. Das Flowgate-Modell ist insofern nicht in sich geschlossen, d.h. es ist stets auf Informationen aus der knotenbasierten Netzebene angewiesen.

⁴⁹ Tatsächlich werden die BC im SEE-Dryrun mangels Alternativen von den TSO bilateral bestimmt.

6.2 Bestimmung der Grenzkapazitäten

Die Grenzkapazitäten werden in dieser Arbeit für drei Sicherheitsstufen berechnet:

- **Flowgate-sicher:** Die Grenzkapazitäten sind so angesetzt, dass auf keinem Flowgate eine thermische Überlastung auftritt. Elemente innerhalb der Zonen sind ebenso wie die (n-1)-Sicherheit nicht berücksichtigt.
- **(n)-sicher:** Die Grenzkapazitäten sind so angelegt, dass kein Element, weder auf den Flowgates noch innerhalb der Zonen, im (n)-Zustand, d.h. ohne Ausfall eines Elementes, überlastet ist.
- **(n-1)-sicher:** Die Grenzkapazitäten sind so gewählt, dass alle Elemente im Netz (n-1)-sicher betrieben werden.

Neben diesen drei Sicherheitsstufen werden auch zwei Spannungsniveaus unterschieden: Niveau 1 berücksichtigt nur Elemente der Höchstspannungsebene (380 kV), die für Übertragungsnetzbetreiber primär relevant ist. Niveau 2 betrachtet zusätzlich die darunterliegende Spannungsebene von 220 kV. In der Praxis ist diese Ebene nicht immer relevant, da sich abzeichnende Engpässe dieser Ebene teilweise durch topologische oder betriebliche Änderungen entschärft werden können.

6.2.1 Annahme der Linearität

Zur Bestimmung der maximalen Belastungen wendet das implementierte Makro eine lineare Extrapolation an. Diese geht davon aus, dass der Lastfluss und damit die Belastung auf einem Element proportional zum Transaktionsvolumen zunehmen. Wie im Kapitel 5.3 dargelegt, ist diese Annahme der Linearität im europäischen Höchstspannungsnetz sehr gut erfüllt. Lediglich bei sehr hohen Auslastungen können aufgrund von Verlusten und fehlender Blindleistungskompensation lokal nennenswerte Abweichungen entstehen. Der limitierende Faktor für die Genauigkeit der Extrapolation ist schon eher die Tatsache, dass die Belastungsangaben von ISPEN vernünftigerweise auf ganze Prozentpunkte gerundet sind. Bei grösseren Extrapolationsfaktoren können daher Unsicherheiten im Bereich von 5% auftreten. Ein Vergleich der extrapolierten mit den simulierten Ergebnissen bestätigt Abweichungen in dieser Größenordnung.

6.2.2 Annahme der Transitivität

Zur Bestimmung der vollständigen PTDF-Matrix kann jeweils auf die Eigenschaft der Transitivität zurückgegriffen werden: Es genügt, Transaktionen nur mit einem Slack-Hub als Empfänger zu simulieren - die PTDF der übrigen Transaktionen lassen sich daraus rechnerisch ableiten. Bei den Grenzkapazitäten ist dies hingegen nicht mehr möglich: Da die PTDF lediglich für die verschiedenen Flowgates vorliegen, werden die Grenzkapazitäten durch die Belastung der einzelnen Leitungen determiniert. Diese muss für jede Transaktion neu simuliert werden.

6.2.3 Abnehmende und unveränderte Belastungen

Es kann durchaus vorkommen, dass die Belastung eines Netzelementes, etwa einer Leitung, durch eine Transaktion nicht zu- sondern abnimmt. Ein solches Element erreicht folglich nie eine Belastung von +100%. Der Lastfluss kann jedoch in umgekehrter Richtung die Kapazitätsgrenze der Leitung erreichen. Dieser Umstand ist berücksichtigt, indem abnehmende Belastungen auf -100% extrapoliert werden, um den entsprechenden Extrapolationsfaktor zu bestimmen. Verändert sich die Belastung eines Elementes durch eine Transaktion nicht (Genauigkeit der ISPEN-Ausgabe ist 1%), so resultiert ein Extrapolationsfaktor von unendlich, womit sich keine Grenzkapazität bestimmen lässt. In diesem Fall und auch wenn der Extrapolationsfaktor grösser als 100 ist, wird in der Matrix die Stelle der Grenzkapazität mit einem "x" bezeichnet, siehe Tabelle 6-1.

6.2.4 Überlastungen im Basisfall

Vereinzelt ist ein Element bereits im Basisfall, d.h. noch vor einer Transaktion, mit über 100% belastet, sei es im (n)- oder im (n-1)-Zustand. Der Grund dafür kann in einer tatsächlichen Überlastung oder aber in einer fehlerhaften Modellierung des Elementes liegen. Das Makro berücksichtigt solche Elemente bei der Extrapolation nicht, da davon

ausgegangen wird, dass diese Überlastung entweder nicht kritisch ist oder vom Netzbetreiber durch geeignete Massnahmen entschärft werden kann⁵⁰.

6.2.5 Vorgehen für die Berechnung

Für die Bestimmung der Grenzkapazitäten werden mit dem hierfür entwickelten Makro die Transaktionen in jeder UCTE-Region berechnet und abgespeichert. ISPEN simuliert den Lastfluss für jede Transaktion und gibt die Flüsse auf allen Grenzleitungen in tabellarischer Form aus. Das Makro vergleicht nun für jedes Flowgate die Belastung aller Grenzleitungen (in Prozent des thermischen Limits) vor und nach einer Transaktion. Die Änderung der Belastung wird auf 100%, d. h. die maximale Belastung, linear extrapoliert und der Extrapolationsfaktor zwischengespeichert.

Anschliessend berechnet das Makro den Lastfluss, der bei maximaler Belastung auf einem Flowgate auftritt, und schreibt den Wert in eine Tabelle. Nachdem für eine Transaktion alle Flowgates geprüft wurden, sucht das Makro die Grenzleitung mit dem geringsten Extrapolationsfaktor heraus. Das Flowgate mit dieser Leitung erreicht für die untersuchte Transaktion zuerst ihr thermisches Limit und begrenzt somit die Gesamttransaktion. Das entsprechende Element wird in der Matrix eingefärbt. Es ist durchaus möglich, dass andere Flowgates einen geringeren Grenzfluss aufweisen. Entscheidend ist, auf welchem Flowgate das Limit zuerst erreicht ist. Tabelle 6-1 zeigt eine Beispielmatrix für den Referenzfall vom 17. Januar 2007, die Region Central South und Transaktionen nach Italien.

⁵⁰ Topologische oder betriebliche Änderungen, Anpassung der Generatoren

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	6425	7062	6681	6522	6496
CH->DE	-4362	x	-3876	-4503	-5196
CH->FR	-3130	94	-5714	-5142	-2734
CH->AT	-1701	-1396	-1694	-1928	-1668
DE->FR	x	x	3652	-5148	x
DE->AT	-709	1079	992	1469	-741
IT->FR	-4117	-4281	-3929	-4221	-3671
IT->SI	-1870	-1823	-1819	-1748	-1887
AT->SI	687	714	674	542	-1998
Case: R070117, Central South					

Tabelle 6-1: Maximale Flüsse pro Flowgate, in MW

Die ursprüngliche Transaktion von 500 MW wird daraufhin mit dem minimalen Extrapolationsfaktor multipliziert, um die maximal zulässige Transaktion zu erhalten, wie in Tabelle 6-2 ersichtlich. Relevant sind nur die orange eingefärbten Elemente, da sie die Transaktion limitieren. Beispielsweise wird die Transaktion von Deutschland nach Italien vom Flowgate Italien-Slowenien auf 4700 MW begrenzt.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	6875	5786	6200	6875	10833
CH->DE	7500	x	5000	14999	14999
CH->FR	49495	8000	40496	12249	49495
CH->AT	7100	35496	8875	17749	11833
DE->FR	x	x	28751	21749	x
DE->AT	1800	15998	6125	12249	4500
IT->FR	10000	10000	6666	5000	10000
IT->SI	3357	7833	4700	5875	1567
AT->SI	4286	14999	10000	10000	10000
Case: R070117, Central South					

Tabelle 6-2: Maximale Transaktionen, die ein Flowgate zulassen würde, in MW.

Über die PTDF werden anschliessend die Lastflüsse, welche die maximal zulässige Transaktion auf den übrigen Flowgates hervorrufen, bestimmt und in eine weitere Matrix geschrieben. Dieses Prozedere wird für jede Transaktion und jede Region wiederholt. Im Endeffekt erhält man für jede Transaktion die Grenzkapazitäten, die "Flowgate-sicher" sind, d.h. keine Grenzleitung im (n)-Zustand überlasten. Tabelle 6-3 zeigt ein Beispiel.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	3801	7062	5759	5526	3394
CH->DE	-2486	-1378	-3757	-2763	-2238
CH->FR	-1546	-343	-1977	-2979	-1526
CH->AT	-790	-629	-1123	-888	-637
DE->FR	-834	-1089	-278	-1989	-911
DE->AT	-709	280	721	498	-370
IT->FR	-2710	-3489	-3478	-4221	-2600
IT->SI	-1481	-1616	-1819	-1642	-1887
AT->SI	306	294	333	286	-288
Case: R070117, Central South					

Tabelle 6-3: Grenzkapazitäten pro Flowgate und Transaktion, in MW.

Auffallend ist, wie stark sich die Flowgate-sicheren Grenzkapazitäten von Transaktion zu Transaktion unterscheiden. Von den Spannungsniveaus her umfassen die Flowgates sowohl 380kV wie 220 kV Leitungen.

Das Makro ruft nach Erstellung dieser Matrizen erneut ISPEN auf und lässt sich für die simulierten Transaktionen eine Liste ausgeben, die sämtliche Netzelemente (Leitungen und Transformatoren) aller Zonen der Region inkl. ihrer Belastung beinhaltet. Das Makro vergleicht die Belastung der Leitungen⁵¹ vor und nach den Transaktionen und extrapoliert sie wiederum auf 100%. Sobald eine Leitung ihre Kapazitätsgrenze erreicht, wird die Extrapolation abgebrochen, das entsprechende Transaktionsvolumen ermittelt und der Name der limitierenden Leitung ausgegeben. Über die PTDF und die Vorbelastung der Grenzleitungen im Basisfall berechnet das Makro dann für dieses Volumen die Flüsse auf den Flowgates und speichert sie in einer Matrix ab. Die Elemente dieser Matrix entsprechen den Grenzkapazitäten, die (n)-sicher sind. Das Vorgehen wird für jede Transaktion und Region wiederholt. Von den Matrizen werden zwei Versionen erzeugt: Eine berücksichtigt nur die 380kV-Leitungen, die andere bezieht zusätzlich die 220kV-Leitungen mit ein. Die folgenden Tabellen zeigen Beispiele für den Referenzfall vom 17. Januar 2007.

⁵¹ Die Transformatoren werden nicht berücksichtigt, da sie innerhalb einer gewissen Bandbreite den Betriebsbedingungen angepasst werden können, um eine Überlastung zu verhindern.

Transaktion	max. Volumen	limitierende Leitung
O->I	3000	SPRADE1ASY/PUN1A
S->I	3748	IRONT113ITBGM1111
D->I	3748	IRONT113ITBGM1111
F->I	1875	IRONT113ITBGM1111
L->I	1812	LDIVAC1 HMELIN1 1

Tabelle 6-4: Max. Transaktionen, die im 380 kV Netz (n)-sicher sind, und limitierende Elemente.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	4421	5585	5174	3865	3476
CH->DE	-2880	-1559	-3380	-2219	-2292
CH->FR	-1586	-746	-1878	-2046	-1532
CH->AT	-996	-577	-993	-633	-662
DE->FR	-692	-1073	-433	-1399	-890
DE->AT	-1068	121	540	79	-401
IT->FR	-2916	-3106	-3260	-3084	-2631
IT->SI	-1781	-1410	-1660	-1260	-2021
AT->SI	490	201	271	126	-338
Case: R070117, Central South					

Tabelle 6-5: Grenzkapazitäten, die im 380 kV Netz (n)-sicher sind.

Transaktion	max. Volumen	limitierende Leitung
O->I	286	ISOV121IVELV1211
S->I	2166	IOSPM121ITRRM1211
D->I	3248	IOSPM121ITRRM1211
F->I	1875	IRONT113ITBGM1111
L->I	666	ISOV121IVELV1211

Tabelle 6-6: Max. Transaktionen, die im 220 kV Netz (n)-sicher sind, und limitierende Elemente.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	3017	4439	4867	3865	3093
CH->DE	-1987	-1700	-3181	-2219	-2040
CH->FR	-1496	-1059	-1826	-2046	-1503
CH->AT	-529	-536	-924	-633	-547
DE->FR	-1012	-1062	-515	-1399	-988
DE->AT	-257	-3	445	79	-256
IT->FR	-2450	-2808	-3146	-3084	-2486
IT->SI	-1103	-1250	-1576	-1260	-1395
AT->SI	74	129	239	126	-105
Case: R070117, Central South					

Tabelle 6-7: Grenzkapazitäten, die im 220 kV Netz (n)-sicher sind.

Es kann vorkommen, dass die (n)-sicheren Grenzkapazitäten für das Spannungsniveau von 380 kV grösser sind als Flowgate sichere Kapazitäten, da Flowgates sowohl aus 380kV- wie aus 220kV-Leitungen bestehen. Zur richtigen Interpretation der Kapazitäten muss zudem die Richtung des Flowgates und die Richtung der Transaktion beachtet werden.

6.2.6 (n-1) Sicherheitsanalyse

In einem dritten und letzten Schritt weist das Makro ISPEN an, eine (n-1) Sicherheitsanalyse durchzuführen. ISPEN lässt nun für jede Transaktion ein benutzerdefiniertes Set an Elementen (Transformatoren und Leitungen) ausfallen – z.B. alle Grenzleitungen oder alle Leitungen in einer Region – und erzeugt eine Output-Liste mit den neu verteilten Flüssen und Belastungen auf allen Elementen einer Region.⁵² Analog wie im Szenario "(n)-sicher" erzeugt das Makro aus diesen Informationen die "(n-1)-sicheren", maximal erlaubten Transaktionen und leitet daraus die entsprechenden Grenzkapazitäten ab. Die folgenden Tabellen zeigen die maximalen Transaktionen, die limitierenden Elemente und die Grenzkapazitäten für die beiden Spannungsniveaus.

Transaktion	max. Volumen	limitierende Leitung
O->I	1500	LDIVAC1 HMELIN1 1
S->I	1249	IRONT113ITBGM1111
D->I	1249	IRONT113ITBGM1111
F->I	625	IRONT113ITBGM1111
L->I	833	LDIVAC1 HMELIN1 1

Tabelle 6-8: Max. Transaktionen, die im 380 kV Netz (n-1)-sicher sind, und limitierende Elemente.

⁵² Abgespeichert wird pro Element die höchste Belastung, die durch Ausfall eines anderen Elementes entstehen kann.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	3645	3775	3638	3202	3149
CH->DE	-2387	-1782	-2389	-2002	-2076
CH->FR	-1536	-1240	-1617	-1673	-1508
CH->AT	-738	-512	-651	-531	-564
DE->FR	-869	-1055	-842	-1164	-974
DE->AT	-620	-74	65	-88	-277
IT->FR	-2659	-2636	-2688	-2629	-2507
IT->SI	-1406	-1158	-1241	-1108	-1487
AT->SI	260	87	110	62	-139

Tabelle 6-9: Grenzkapazitäten, die im 380 kV Netz (n-1)-sicher sind.

Transaktion	max. Volumen	limitierende Leitung
O->I	167	ISOVV121IVELV1211
S->I	750	IOSPM121ITRRM1211
D->I	500	IMFAV121IRDPV1211
F->I	625	IRONT113ITBGM1111
L->I	158	IMFAV121IRDPV1211

Tabelle 6-10: Max. Transaktionen, die im 220 kV Netz (n-1)-sicher sind, und limitierende Elemente.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	2956	3413	3177	3202	2922
CH->DE	-1948	-1826	-2091	-2002	-1928
CH->FR	-1492	-1338	-1539	-1673	-1491
CH->AT	-509	-499	-548	-531	-496
DE->FR	-1026	-1051	-964	-1164	-1032
DE->AT	-222	-113	-77	-88	-192
IT->FR	-2430	-2542	-2516	-2629	-2421
IT->SI	-1073	-1107	-1115	-1108	-1118
AT->SI	56	64	62	62	-2

Tabelle 6-11: Grenzkapazitäten, die im 200 kV Netz (n-1)-sicher sind.

6.3 Einfluss der Sicherheitsstufen und Spannungsniveaus

Die maximal erlaubten Transaktionen nehmen mit jeder Sicherheitsstufe sukzessive ab. Tabelle 6-12 zeigt anhand des Referenzfalls vom 17. Januar 2007 und für die Transaktion von der Schweiz nach Italien exemplarisch, wie sich die Grenzkapazitäten vom Niveau "Flowgate-sicher" auf das Niveau "(n-1)-sicher, 220 kV" schrittweise der

Belastung im Basisfall ("Base Case") annähern, da die erlaubten Transaktionen kleiner werden.

Flowgates	Sicherheitsstufen und Spannungsniveaus					Base Case
	Flowgate	(n) 380 kV	(n) 220 kV	(n-1) 380 kV	(n-1) 220 kV	
CH->IT	7062	5585	4439	3775	3413	2870
CH->DE	-1378	-1559	-1700	-1782	-1826	-1893
CH->FR	-343	-746	-1059	-1240	-1338	-1487
CH->AT	-629	-577	-536	-512	-499	-480
DE->FR	-1089	-1073	-1062	-1055	-1051	-1046
DE->AT	280	121	-3	-74	-113	-172
IT->FR	-3489	-3106	-2808	-2636	-2542	-2401
IT->SI	-1616	-1410	-1250	-1158	-1107	-1032
AT->SI	294	201	129	87	64	30

Tabelle 6-12: Einfluss der Sicherheitsstufen und Spannungsniveaus auf die Grenzkapazitäten.

Beachtlich sind vor allem die Veränderungen auf den für die Transaktion Schweiz nach Italien besonders sensitiven Flowgates CH->IT (- 3649 MW), CH->DE (-448 MW), CH->FR (-995 MW), IT->FR (-947 MW) und IT->SI (-509 MW).

6.4 Engpässe innerhalb von Zonen

Eine zentrale Annahme des Zonenmodells besteht darin, dass Engpässe nur zwischen den Zonen auftreten und innerhalb von Zonen ein einheitliches Preisniveau ohne Engpässe besteht ("Kupferplatte") [7, 29]. Die Auswertungen und die Beispiele in den obigen Tabellen zeigen jedoch, dass diese Annahme nicht gültig ist: Die Wahl der Flowgates auf den politischen Ländergrenzen ist willkürlich und entspricht nicht den Eigenschaften des Stromnetzes. Das europäische Stromnetz ist derzeit so ausgelegt, dass Engpässe mit wenigen Ausnahmen nicht auf den grenzüberschreitenden Leitungen, sondern innerhalb der Zonen auftreten. Technisch gesprochen ist die Impedanz auf den sogenannten "Kupfeleitungen" [47] gering, während die Impedanzen innerhalb der Länder hoch sind. Die kritischen Elemente, die die Grenzkapazitäten im (n)- und (n-1)-Zustand limitieren, liegen deshalb sehr oft innerhalb der Zonen.

Würden für das Engpassmanagement tatsächlich nur die Flowgates zwischen den Ländern in Betracht gezogen, würden viel zu hohe Transaktionsvolumina und Lastflüsse entstehen. Um die Netzsicherheit weiterhin zu gewährleisten, wären aufwändige Redispatchmassnahmen innerhalb der Länder notwendig, die mit hohen Kosten verbunden sind. Genau diese Situation entstand in Kalifornien und Texas, als noch ein zonenbasiertes Modell in Betrieb war [1].

6.5 Einfluss von Transaktionen und Basisfall

Aus den obigen Tabellen ist ersichtlich, wie die Grenzkapazitäten je nach durchgeführter Transaktion einen anderen Wert annehmen. Für die Transaktion nach Italien betragen die Differenzen je nach Sicherheitsstufe zwischen einigen 1000 MW (Flowgate sicher) und einigen 100 MW ((n-1)-sicher). Tabelle 6-13 zeigt für den gleichen Referenzfall die Transaktionen nach Frankreich und die entsprechenden Grenzkapazitäten, die für 380 kV (n-1)-sicher sind. Vergleicht man diese Kapazitätswerte mit denjenigen für die Transaktionen nach Italien (Tabelle 6-9), so sieht man, dass die Unterschiede selbst auf dem (n-1)-Niveau bis 1000 MW und darüber betragen. Zudem sind andere Leitungen für die Engpässe verantwortlich.

Flowgates	Transaktionen				
	O->F	S->F	D->F	I->F	L->F
CH->IT	2832	3616	3061	-146	2627
CH->DE	-2367	-446	-2399	-929	-1955
CH->FR	-688	592	-1047	224	-1144
CH->AT	-753	-256	-606	-20	-504
DE->FR	-117	-62	-247	67	-698
DE->AT	-1468	-360	-45	-929	-496
IT->FR	-1820	-1664	-2094	-310	-2103
IT->SI	-1418	-1003	-1136	-340	-1562
AT->SI	337	34	60	-261	-288

Tabelle 6-13: Grenzkapazitäten für Transaktionen nach Frankreich, (n-1) sicher im 380 kV Netz.

Zudem hängen die Grenzkapazitäten sehr stark vom Basisfall ab, der für ihre Bestimmung gewählt wird. Die aufgestellten Fahrpläne gelten für den Tag d . Um die Grenzkapazitäten für den day-ahead Markt (Zeitpunkt $d-1$) festzulegen, müssen

folglich am Tag davor ($d-2$) Annahmen hinsichtlich der zu erwartenden Lastsituation am Tag d getroffen werden. Die Berechnung der Grenzkapazitäten für das Marktgeschehen ist also von eben diesem Marktgeschehen abhängig, das im Voraus (zum Zeitpunkt $d-2$) nicht bekannt sein kann. Tabelle 6-14 zeigt die Grenzkapazitäten für Transaktionen nach Italien und den Snapshot vom 19. Juli 2006. Ein Vergleich mit den Grenzkapazitäten für den Referenzfall vom 17. Januar 2007 (Tabelle 6-9 und Tabelle 6-13) weist darauf hin, dass sich die Werte stark unterscheiden.

Flowgates	Transaktionen				
	O->I	S->I	D->I	F->I	L->I
CH->IT	3534	4677	4345	4467	2547
CH->DE	26	1304	-511	-34	554
CH->FR	1019	1666	770	4	1104
CH->AT	-849	-381	-875	-698	-464
DE->FR	90	-116	248	-1070	-88
DE->AT	-1658	-594	-126	-271	-950
IT->FR	-748	-923	-1078	-1857	-487
IT->SI	-1290	-962	-1216	-1121	-1413
AT->SI	579	298	369	349	-140

Tabelle 6-14: Grenzkapazitäten für Snapshot vom 19. Juli 2007, (n-1), 380 kV.

Um aussagekräftige Werte zu liefern, müssen die Grenzkapazitäten daher wie die PTDF in kurzen Zeitabständen aktualisiert werden.

6.6 Vergleich mit NTC-Profilen

Aus den bisher gezeigten Matrizen kann abgeleitet werden, wie viel Kapazität auf einzelnen Länderprofilen zur Verfügung steht. Anhand des "Schweizer Dachs" (Schweizer Nordgrenzen zu Frankreich, Deutschland und Österreich) sowie des "Italienischen Dachs" (Italienische Nordgrenzen zu Frankreich, der Schweiz, Österreich und Slowenien) soll diese Profil-Kapazität bestimmt und anschliessend mit den veröffentlichten NTC-Profilwerten verglichen werden. Als Berechnungsgrundlage dienen der Referenzfall vom 17. Januar 2007 und die Transaktionen nach Italien.

	in MW	Sicherheits- und Spannungsstufen				NTC Winter 06/07	
		Flowgate	(n) 380 kV	(n) 220 kV	(n-1) 380 kV		(n-1) 220 kV
Schweizer Dach	O->I	4822	5463	4012	4661	3949	5850
	D->I	6857	6250	5932	4657	4179	
	F->I	6630	4898	4898	4206	4206	
Italienisches Dach	O->I	7992	9118	6571	7710	6459	7150
	D->I	11057	10094	9588	7566	6808	
	F->I	11388	8209	8209	6938	6938	
	S->I	12167	10102	8498	7569	7062	

Tabelle 6-15: Grenzkapazität auf Länderprofilen im Vergleich mit NTC-Profilwerten, in MW.

Aus Tabelle 6-15 geht hervor, dass die errechneten Kapazitätsangaben (relevant ist die Spalte (n-1) 380 kV) ziemlich gut mit den veröffentlichten NTC-Werten übereinstimmen. Im Fall des "Schweizer Dachs" liegt der Profil-NTC höher als die errechneten Grenzkapazitäten, beim "Italienisch Dach" liegt der NTC-Wert im Mittelfeld⁵³. Das Beispiel illustriert, dass ein PTDF-Modell nicht a priori mehr Kapazität ermöglicht als NTC-Profile.

6.7 Das Flowgate-Paradoxon

Das Flowgate-Paradoxon tritt auf, wenn zur Bestimmung der Grenzkapazitäten nur die Flowgates betrachtet und die Elemente innerhalb der Zonen vernachlässigt werden. Das Paradoxon besagt: "Durch Ausserbetriebnahme von Leitungen kann die grenzüberschreitende Kapazität erhöht werden."

Tabelle 6-16 demonstriert diesen Effekt beispielhaft anhand der in Kapitel 5.5 angetroffenen Leitungsausserbetriebnahmen für August 2007. Die mittlere Spalte zeigt die Flowgate sicheren Grenzkapazitäten vor den Ausserbetriebnahmen, die rechte Spalte zeigt die maximale Kapazität nach den Ausserbetriebnahmen, die offensichtlich grösser ist.

⁵³ Die berechneten Grenzkapazitäten beinhalten noch keine Sicherheitsmarge.

	Vor Ausserbetriebnahme	Nach Ausserbetriebnahme (max)
BC auf Flowgate CH->IT für Transaktion S->I	5443 MW	5835 MW
BC auf Flowgate FR->IT für Transaktion F->I	3179 MW	3913 MW

Tabelle 6-16: Beispiel für den Effekt des Flowgate-Paradoxons.

Dieser Effekt lässt sich folgendermassen erklären: Die Ausserbetriebnahmen betreffen teilweise Zubringerleitungen von kritischen Grenzleitungen. Werden die Zubringer ausser Betrieb genommen, wird die kritische Grenzleitung geschützt und der Fluss verteilt sich auf Elemente, die weniger stark belastet oder weniger sensitiv sind. Die Kapazität des Flowgates nimmt folglich zu. Problematisch ist nur, dass sich innerhalb der Zonen lange vor Erreichen der Grenzkapazitäten Engpässe ereignen, d.h. die Situation kann zwar "flowgate-sicher", aber nicht "(n)-sicher" sein (und erst recht nicht "(n-1)-sicher").

Das Flowgate-Paradoxon demonstriert, dass der Fokus auf die Grenzleitungen im europäischen Kontext nicht gerechtfertigt ist. Die entscheidenden Faktoren liegen innerhalb der Zonen oder sind durch die (n-1)-Sicherheit bedingt. Beide Aspekte können mit Flowgates zwischen den Ländern nur ungenügend abgebildet werden. Gemäss Baldick gilt diese Schlussfolgerung auch im Texanischen Stromnetz (ERCOT)⁵⁴:

"Indeed, almost all binding constraints in ERCOT are contingency [(n-1)] constraints."

6.8 Flowgates und kritische Elemente

Die bisherigen Ausführungen bestätigen zwei zentrale Aussagen: Die Verwendung eines reduzierten Netzmodells und die Bildung von Flowgates aus aggregierten

⁵⁴ Persönliche Mitteilung, Juli 2007

Grenzleitungen führen dazu, dass sich die Grenzkapazitäten nicht mehr eindeutig definieren lassen. Um das Netz sicher zu betreiben, müssen konservative Werte angenommen werden. Zudem ist es im europäischen Kontext nicht vorteilhaft, Grenzleitungen zwischen zwei Ländern als Flowgate zu definieren, da diese nicht den tatsächlichen Engpässen entsprechen.

In Anbetracht dieser Tatsachen kann folgende Überlegung angestellt werden: Anstatt Ländergrenzen als Flowgates zu definieren, könnte es vorteilhafter sein, einzelne, kritische Elemente im Netz als Flowgates zu bestimmen. Ein kritisches Element ist etwa eine Transitleitung (innerhalb einer oder zwischen zwei Zonen), die vielfach stark belastet ist und einen ständigen Engpass darstellt.

Die Idee der "kritischen Elemente" tauchte Ende der Neunzigerjahre auch in der amerikanischen Debatte über die Einführung der zonenbasierten Modelle auf, in Texas beispielsweise unter dem Namen "Commercially Significant Constraints (CSC)" [69]. Den amerikanischen Beobachtern wurde schnell klar, dass für jedes grössere und vermaschte Netz eine Vielzahl an solchen Elementen definiert werden muss, um die wichtigsten Engpässe einigermaßen vollständig zu erfassen ("A few will not do", [53]). Für das kalifornische Regelgebiet taucht in den Protokollen der NERC Distribution Factor Task Force ab 1997 die Zahl 1000 auf [22] – eine Grössenordnung, von der auch im vergleichbaren zentraleuropäischen Netz auszugehen ist. Die Simulationsergebnisse im Rahmen dieser Arbeit weisen bereits darauf hin, dass die Engpässe je nach Betriebssituation von einer Vielzahl an Netzelementen ausgehen können.

Trotz der genannten Vorteile hält das Konzept der "kritischen Elemente" einer genaueren Überprüfung nicht stand. Einerseits bleiben die Kapazitätsgrenzen der kritischen Elemente überdefiniert, solange sie Engpässe darstellen müssen, die anderswo im Netz auftreten ("proxy elements").

Andererseits wird die gewonnene Genauigkeit bei der Kapazitätsangabe mit einer erhöhten Streuung bei der Sensitivitätsangabe – den PTDF – aufgewogen, da die

Streuung der PTDF in einem Zonenmodell umgekehrt proportional zur Streuung der Grenzkapazität eines Flowgates zunimmt.

Wird ein Flowgate ausgehend von zahlreichen Leitungen schrittweise verkleinert, bis es nur noch aus einer einzigen Leitung besteht, so lässt sich die Grenzkapazität stets genauer angeben, bis hin zum thermischen Limit der einzelnen Leitung. Bleibt die Definition der Zonen jedoch unverändert, so nimmt die Streuung der PTDF auf dem kleiner werdenden Flowgate stetig zu. Denn die Auswirkungen eines innerhalb von Zonen variierenden Produktionsmusters oder einer topologischen Änderung auf eine einzelne Leitung sind grösser als die Auswirkungen auf ein Flowgate bestehend aus mehreren Leitungen. Die Aggregation von Leitungen wirkt gewissermassen als Tiefpassfilter, der einen Teil der Varianz abfängt. Tabelle 6-17 zeigt diesen Effekt anhand eines Beispiels numerisch. Verglichen wird der Referenzfall vom 19. Juli 2007 vor und nach einer geplanten Ausserbetriebnahme für eine Transaktion von der Schweiz nach Italien. Für drei Flowgates wird die Streuung der Flowgate-PTDF verglichen mit der Streuung der PTDF auf den einzelnen Leitungen dieser Flowgates (Abbildung 4-2 auf Seite 43 veranschaulicht das Vorgehen).

Flowgates		Streuung der PTDF auf	
		Flowgate	Leitungen
	CH->IT	4.40%	25.61% bis 43.02%
	FR->IT	5.74%	40.94% bis 78.26%
	CH->DE	6.80%	0.00% bis 132.31%
	R060719, Central South		

Tabelle 6-17: Streuung der PTDF durch topologische Änderung.

Aufgrund dieses Zusammenhangs bringt eine verfeinerte Darstellung der Flowgates im Endeffekt daher keinen Vorteil, solange die Zonenbildung für die Bestimmung der PTDF beibehalten wird.

7 Allokations-Mechanismus: PTDF vs. NTC

In diesem Kapitel wird die Effizienz des PTDF-Modells mit derjenigen des bilateralen NTC-Ansatzes sowie mit derjenigen der heute angewandten NTC-Profilen verglichen. Mit der Effizienz ist die maximale Kapazität gemeint, die dem Strommarkt zur Verfügung gestellt und tatsächlich genutzt werden kann.

Das Vorgehen erfolgt in zwei Schritten: Zuerst werden die Methoden im vollständigen Netzmodell ("Full Network Model", FNM) angewandt und verglichen. Dieses repräsentiert ein Netz mit einzelnen Bussen und einzelnen Leitungen, ohne dass Vereinfachungen oder Aggregationen vorgenommen werden.

Erst in einem zweiten Schritt geschieht die Umsetzung in einem reduzierten Netzmodell ("Reduced Network Model", RNM). In einem RNM sind mehrere Busse zu Zonen zusammengefasst, die wiederum durch Flowgates verbunden sind. Diese Netzdarstellung entspricht dem tatsächlichen Umfeld, in dem PTDF in Europa zum Einsatz kommen sollen.

7.1 Vollständiges Netzmodell

Um die grundlegenden Mechanismen durchzuspielen und zu veranschaulichen eignet sich ein einfaches Beispielnetz mit vier Knoten, siehe Abbildung 7-1. Darin lassen sich die wesentlichen Aspekte der Kapazitätsallokation und -vergabe simulieren, inklusive einem Austausch zwischen nicht anliegenden Knoten. Einzig die $(n-1)$ -Sicherheitsbedingung kann nicht dargestellt werden.

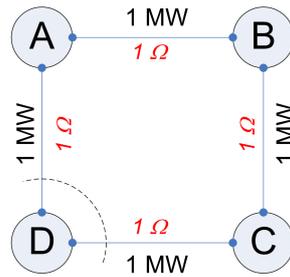


Abbildung 7-1: Beispielnetz.

Das Beispielnetz in Abbildung 7-1 besteht aus den Knoten A bis D und den dazwischen liegenden Leitungen AB, BC, CD sowie AD, die alle eine Kapazität von 1 MW und eine Reaktanz von 1Ω aufweisen. Das gestrichelte Kreissegment um Knoten D symbolisiert ein aufgestelltes NTC-Profil: Auf diesem Profil definiert Knoten D einen maximal zulässigen NTC-Wert, der anschliessend auf die Leitungen, die vom Profil erfasst sind, aufgeteilt wird.

7.1.1 Austausch von A nach D

Kommen für einen Austausch von A nach D die bilateralen NTCs zum Einsatz, so definiert jeder Knoten mit seinen Nachbarknoten den maximal zulässigen Austausch bilateral, d.h. ohne Berücksichtigung der Netzelemente, die nicht zwischen den jeweiligen Knoten liegen. Im Beispiel wird folglich zwischen allen Knoten ein NTC von 1 MW aufgestellt, da alle Interkonnektoren die Kapazität 1 MW aufweisen.

Für einen Händler in A, der Strom in D verkaufen möchte, bedeutet das, dass er einen Austausch von 1 MW direkt zwischen A und D anmelden muss. Zusätzlich kann er einen Austausch von 1 MW zwischen A und B anmelden, dann von B nach C und schliesslich von C nach D. Insgesamt beläuft sich der maximale Austausch von A nach D im bilateralen NTC-Modell somit auf 2 MW.

Dieser Austausch würde jedoch die Netzsicherheit gefährden. Die Impedanz auf dem direkten Weg von A nach D beträgt 1Ω , während die Impedanz zwischen A und D über den Weg von ABCD insgesamt 3Ω beträgt. Gemäss Formel (3-10) verteilen sich die physikalischen Flüsse für einen Austausch von A nach D daher zu einem Viertel (entspricht 0.5 MW) auf den Weg ABCD und zu drei Vierteln (entspricht 1.5 MW) auf

die Leitung AD. Die Kapazität der Leitung AD beträgt jedoch nur 1 MW. Die Leitung wäre überlastet, vgl. Abbildung 7-2.

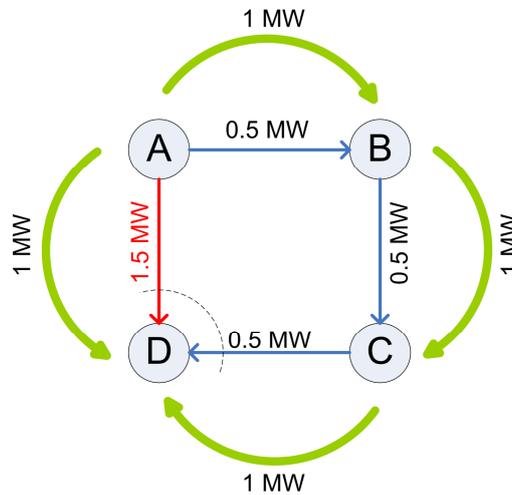


Abbildung 7-2: Transaktionen und Flüsse von A nach D gemäss bilateralem NTC-Modell.

In einem PTDF-Modell ist diese Situation nicht möglich. Aufgrund der PTDF für den Austausch von A nach D (0.75 auf der Leitung AD und 0.25 auf den Leitungen AB, BC und CD) sowie den Leitungskapazitäten wird der maximale Austausch direkt auf $4/3$ MW begrenzt, von dem drei Viertel, also 1 MW, über die Leitung AD fließen. Diese ist somit maximal ausgelastet, vgl. Abbildung 7-3.

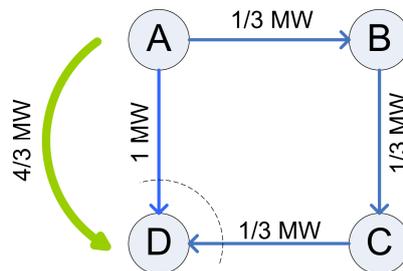


Abbildung 7-3: Transaktion von A nach D und Flüsse gemäss PTDF-Modell.

Die Überlastung der Leitung AD kann auch im Rahmen des NTC-Ansatzes verhindert werden. In diesem Fall wird mit einem NTC-Profil gearbeitet. Im Beispiel lautet die Aufgabe, ein Profil um Knoten D zu erstellen um die physikalischen Flüsse soweit zu

begrenzen, dass keine an Knoten D angrenzende Leitung überlastet wird⁵⁵. Dies geschieht, indem der Austausch mit seinen Nachbarknoten auf einem Profil begrenzt wird, das alle relevanten Interkonnektoren umfasst. In Abbildung 7-1 ist dieses Profil durch die gestrichelte Linie symbolisiert. Der NTC auf diesem Profil kann wie im PTDF-Modell gesamthaft $4/3$ MW betragen, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Da es sich bei den NTC vom Konzept her um Austauschkapazitäten zwischen angrenzenden Ländern (im Beispiel Knoten) handelt, muss der Gesamt-NTC auf die einzelnen Schnittstellen aufgeteilt werden. Diese Aufteilung betrifft lediglich die ökonomische Ebene und kann nahezu beliebig erfolgen. Insbesondere kann der NTC auf einer Schnittstelle durchaus grösser sein als die Kapazität der entsprechenden Leitung. Im Beispiel könnte der Gesamt-NTC in Schritten von $1/3$ MW etwa auf folgende fünf Arten zwischen den Leitungen AD und CD verteilt werden:

Variante	NTC AD	NTC CD	Max. Austausch AD
a)	0	$4/3$	1
b)	$1/3$	$3/3$	$4/3$
c)	$2/3$	$2/3$	$4/3$
d)	$3/3$	$1/3$	$4/3$
e)	$4/3$	0	$4/3$

Tabelle 7-1: Max. Austausch AD nach NTC-Aufteilung, in MW.

In der rechten Spalte "Max. Austausch AD" wird gezeigt, wie gross der Austausch zwischen A und D je nach Aufteilung des NTC-Profiles sein kann. In vier von fünf Fällen beträgt er $4/3$ MW und ist damit gleich gross wie im PTDF-Modell. Falls der NTC AD jedoch auf 0 MW gesetzt wird, sinkt der maximale Austausch auf 1 MW. Denn die bilateralen NTC zwischen A und B sowie zwischen B und C betragen

⁵⁵ Denkbar ist auch, dass Knoten A ein Profil aufspannt, da die Leitung AD genauso an Knoten A angrenzt. Gemäss der vorherrschenden Logik ist es jedoch üblich, dass ein Importeur ein Profil aufspannt, um seine eigene Netzsicherheit zu garantieren.

unverändert 1 MW, sodass der NTC von $4/3$ MW zwischen C und D von einem Händler in A nicht voll ausgenutzt werden kann.

7.1.2 Austausch von B nach D

Als nächstes soll ein Austausch von B nach D simuliert werden. Da die bilateralen NTC weiterhin 1 MW betragen, ist mit diesem Ansatz ein maximaler Austausch von 2 MW möglich.

Die PTDF für die Wege BAD und BCD betragen beide 0.5. Die Kapazität beider Leitungswege ist gleich 1 MW, womit der maximal zulässige Austausch ebenfalls 2 MW beträgt. Aus dem bilateralen NTC-Ansatz resultiert in diesem Fall also ein sicheres Ergebnis.

Die heute üblichen NTC-Profile werden im wesentlichen a priori, das heisst vor dem day-ahead Marktgeschehen definiert und aufgeteilt. Somit kommt auch für den Austausch von B nach D das NTC-Profil zur Anwendung, das vorhin für den Austausch von A nach D aufgestellt wurde. Tabelle 7-2 zeigt den maximalen Austausch, der sich für die fünf Varianten ergibt.

Variante	Max. Austausch BD
a)	1
b)	$4/3$
c)	$4/3$
d)	$4/3$
e)	1

Tabelle 7-2: Max. Austausch BD mit NTC-Profilen gemäss AD, in MW.

Der maximale Austausch liegt zwischen 1 MW und $4/3$ MW und somit für alle Varianten unter den maximal möglichen 2 MW, die von den PTDF erlaubt werden. Der Grund für diese unterdurchschnittliche Effizienz liegt darin, dass für die Bestimmung

des Profils von einem anderen Austausch resp. einer anderen Betriebssystemung ausgegangen wurde. Natürlich hätte das Profil auch auf Basis des Austausches von B nach D bestimmt werden können. In diesem Fall wären folgende Profil-Aufteilungen möglich:

Variante	NTC AD	NTC CD	Max. Austausch AD
f)	0	2	1
g)	1/3	5/3	4/3
h)	2/3	4/3	5/3
i)	3/3	3/3	2
j)	4/3	2/3	5/3
k)	5/3	1/3	4/3
l)	2	0	1

Tabelle 7-3: Max. Austausch BD mit NTC-Profilen gemäss BD, in MW.

Tabelle 7-3 demonstriert, dass ein maximaler Austausch zwischen 1 MW und 2 MW zustande kommt und damit bei 50 bis 100% des Austausches mit PTDF liegt.

7.1.3 Austausch von C nach D

In diesem dritten Szenario erlauben die bilateralen NTC wiederum einen Austausch von 2 MW. Die Situation ist symmetrisch zum Austausch von A nach D, weshalb die PTDF erneut einen Austausch von 4/3 MW zulassen.

Beim NTC-Profil hängt die Effizienz davon ab, welche Berechnungsgrundlage und welche Aufteilung gewählt wurden. Tabelle 7-4 zeigt und kommentiert die Ergebnisse für alle Fälle a) bis l).

Variante	NTC AD	NTC CD	Max. Austausch CD	Kommentar
a)	0	4/3	1	Ineffizient
b)	1/3	3/3	4/3	Optimal
c)	2/3	2/3	4/3	Optimal
d)	3/3	1/3	4/3	Optimal
e)	4/3	0	1	Ineffizient
f)	0	2	2	Unsicher
g)	1/3	5/3	2	Unsicher
h)	2/3	4/3	2	Unsicher
i)	3/3	3/3	2	Unsicher
j)	4/3	2/3	5/3	Unsicher
k)	5/3	1/3	4/3	Optimal
l)	2	0	1	Ineffizient

Tabelle 7-4: Max. Austausch CD für alle NTC-Profil-Aufteilungen, in MW.

Aus Tabelle 7-4 geht hervor, dass das NTC-Profil je nach Berechnungsgrundlage und Aufteilung zu "optimalen", "ineffizienten" oder "unsicheren" Ergebnissen führen kann. Bei ineffizienten Ergebnissen liegt die dem Markt zur Verfügung gestellte Kapazität unter der maximal möglichen Kapazität und das Profil muss nachträglich angehoben werden. Bei unsicheren Ergebnissen gibt das Profil zuviel Kapazität frei resp. verteilt sie ungünstig: Der Profil-NTC muss in diesem Fall nachträglich gekürzt werden.

Folglich illustriert dieses 4-Knoten Beispiel, dass die Effizienz von PTDF in einem vollständigen Netzmodell gleich gross oder grösser ist als die Effizienz von NTC-Profilen. NTC-Profile schneiden dann schlechter ab als PTDF, wenn sie auf einer Betriebssituation basieren, die ungünstiger ist als die tatsächliche Betriebssituation, oder wenn die Profil-Kapazität suboptimal auf die einzelnen Schnittstellen aufgeteilt wird. NTC-Profile können auch zuviel Kapazität freigeben und müssen in diesem Fall nachträglich angepasst (reduziert) werden.

Der rein bilaterale NTC-Ansatz generiert hingegen immer gleich viel oder mehr Kapazität als ein PTDF-Modell. Die höhere Kapazität gegenüber den PTDF gefährdet jedoch die Netzsicherheit, weshalb die maximalen Flüsse durch Einrichtung von Profilen begrenzt werden müssen.

Die gegenteilige Vorstellung, PTDF generieren mehr Kapazität als bilaterale NTC-Werte, da indirekte Pfade zwischen Quelle und Empfänger berücksichtigt werden [21], wäre hingegen nur in einem klassischen Pipeline-Modell gültig. In einem Stromnetz generieren zusätzliche Pfade nicht automatisch eine höhere Kapazität.

7.1.4 Effekt von Ringflüssen

Im vorhin eingeführten Beispielnetz mit vier Knoten kann ein weiterer, praxisrelevanter Effekt demonstriert werden: Die Belastung durch Ringflüsse ("Loopflows"⁵⁶). Dazu wird das Beispielnetz aus Abbildung 7-1 angepasst, indem zwischen den Knoten B und C ein Netzzweig mit der reduzierten Kapazität von 0.2 MW eingefügt wird. Alle anderen Kapazitäten bleiben bei 1 MW, ebenso sind sämtliche Impedanzen weiterhin 1Ω . Abbildung 7-4 zeigt das neue Beispielnetz.

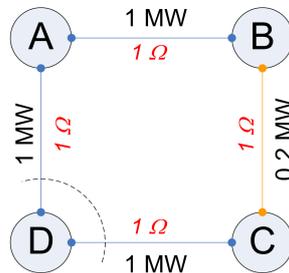


Abbildung 7-4: Angepasstes Beispielnetz (Netzzweig BC).

In diesem veränderten Beispielnetz wird wiederum der Austausch von A nach D simuliert.

⁵⁶ Loopflows bezeichnen Stromflüsse durch eine Zone, die von Transaktionen verursacht werden, an denen die betroffene Zone nicht beteiligt ist.

Kommen rein bilaterale NTC zur Anwendung, beträgt der maximale Austausch 1.2 MW, bestehend aus 1 MW auf der Schnittstelle AD und 0.2 MW auf dem Weg ABCD (limitiert durch die Schnittstelle BC).

Betrachtet man hingegen die tatsächlich auftretenden Flüsse mithilfe der PTDF, so wird deutlich, dass ein Austausch von 1.2 MW nicht sicher ist. Während drei Viertel davon, also 0.9 MW, über die Leitung AD fließen und kein Problem darstellen, nehmen ein Viertel des Austausches, d.h. 0.3 MW, den Weg über ABCD. Dieser Fluss überlastet jedoch den schwachen Netzzweig zwischen B und C. Ein PTDF-Modell begrenzt den zulässigen Austausch deshalb auf 0.8 MW, wovon ein Viertel (0.2 MW) den Weg über ABCD nehmen und die Leitung BC voll auslasten.

Es stellt sich die Frage, wie die unsichere Situation der bilateralen NTC durch ein Profil abgefangen werden könnte. Für Knoten D stellt sich diese Frage nicht, da keine an D angrenzende Leitung von einer Überlastung gefährdet ist. Eine kritische Situation ergibt sich für die Knoten B und C. Denn selbst wenn für sie ein noch so restriktives NTC-Profil aufgestellt wird um die Leitung BC zu schützen (etwa den Import von B auf 0 MW setzen), ist das unzureichend. Sie sind darauf angewiesen, dass A den Austausch mit D "freiwillig" auf 0.8 MW begrenzt. Weder B noch C können ein Profil aufstellen, dass diese Limite erzwingt, da NTC-Profile per Definition nur für anliegende Knoten gelten und die Leitung AD ausserhalb ihres Einflussgebietes liegt. Die Lösung liegt daher in einem NTC-Profil um A, siehe Abbildung 7-5. Das Profil um D ist für dieses spezifische Beispiel nicht mehr notwendig.

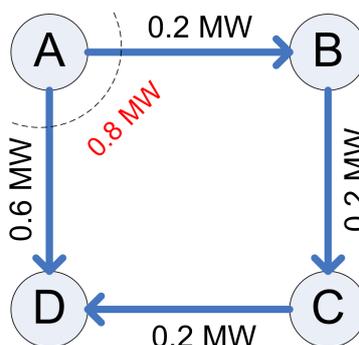


Abbildung 7-5: NTC-Profil über AD und AB.

Dieses zweite Beispiel weist auf den Trend hin, dass ein einzelnes NTC-Profil meist nicht sämtliche Netzengpässe abfangen kann und somit mehrere Profile aufgestellt werden müssen. Da ein Profil nur den Austausch mit angrenzenden Knoten resp. Ländern begrenzt, ist ein Knoten unter Umständen auf Profile von anderen Knoten angewiesen. Da die Kapazität jedes Profils neu alloziert und aufgeteilt werden muss, steigt mit zunehmender Anzahl Profile in einem Netz die Gefahr einer suboptimalen Kapazitätsvergabe. Demgegenüber wirken die PTDF im gesamten Netzwerk gleichzeitig.

Insgesamt wird aus dieser Beispielsimulation deutlich, dass ein Engpassmanagement mit PTDF in einem vollständigen Netzmodell stets gleich effizient oder effizienter ist als NTC-Profile. PTDF ermöglichen in einem vollständigen Netzmodell per Definition stets den maximalen Austausch, der die Netzsicherheit nicht gefährdet. Dieses Konzept dürfte der Hauptgrund sein, weshalb ein PTDF-basierter Allokationsmechanismus von grenzüberschreitenden Kapazitäten für viele Beobachter von grossem Interesse ist.

7.1.5 NTC-Profile als flussbasierter Ansatz

Bei der Bildung eines NTC-Profiles wird versucht, möglichst alle Flüsse in eine Zone hinein (Import) oder aus einer Zone heraus (Export) abzudecken. Die physikalischen Flüsse auf dem Profil sind damit kongruent zum Gesamt-NTC auf dem Profil und können über diesen Gesamt-NTC begrenzt werden. Sollte sich das Import- und Exportmuster der Zonen grundlegend verändern, müssten die Profile entsprechend angepasst werden, um mit den Flüssen wieder deckungsgleich zu sein.

NTC-Profile können insofern als kleinräumige, implizite PTDF-Modelle verstanden werden. Kleinräumig, weil NTC-Profile immer nur für angrenzende Länder definiert sind und deshalb eine lokale Wirkung entfalten. Implizit, weil die PTDF auf den Flowgates nicht explizit dargestellt werden. Stattdessen wird ein NTC-Wert auf dem

Profil bestimmt und innerhalb gewisser Grenzen grundsätzlich willkürlich auf die Interkonnektoren aufgeteilt.

7.2 Reduziertes Netzmodell

Wie in der Einleitung zu diesem Kapitel skizziert, soll nun die Umsetzung der PTDF in einem reduzierten Netzmodell (RNM) beleuchtet werden. Ausgehend von einem FNM gelangt man zu einem RNM, indem nicht mehr alle Netzelemente explizit dargestellt werden. Typischerweise werden einzelne Knoten zu Zonen zusammengefasst (sog. Hubs) und aus den Leitungen zwischen den Zonen Flowgates gebildet. Im europäischen Kontext sollen die Zonen aus politischen Gründen den Ländern entsprechen, womit folglich Zonen aus einigen Hundert bis einigen Tausend Knoten gebildet werden.

Im Simulationsteil dieser Arbeit wird ausführlich dargelegt, dass beim Übergang von einem vollständigen zu einem reduzierten Netzmodell Unsicherheiten entstehen: Einerseits streuen die Sensitivitäten, d.h. die PTDF, für Hub-zu-Hub Transaktionen, andererseits sind die Kapazitäten der Flowgates per Definition überdefiniert und nicht mehr eindeutig zu bestimmen. Die Simulationsergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass diese Unsicherheiten im skizzierten europäischen Zonenmodell erheblich sind, selbst wenn Subzonen gebildet oder die Darstellung von Flowgates verfeinert wird. Abbildung 7-6 verdeutlicht die Streuung der Parameter exemplarisch: Gezeigt ist die Streuung der PTDF (rot, auf der Innenseite) und der Grenzkapazitäten (schwarz, Aussenseite) für einen Austausch von Zone A nach Zone D.

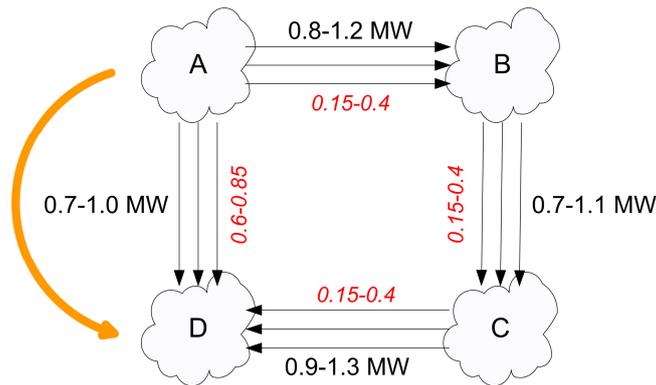


Abbildung 7-6: Beispielnetz mit Zonen und Flowgates.

Die Autoren von [47] schreiben zum PTDF-basierten "Open Market Coupling":

*"Bei einer praktischen Einführung einer PTDF-basierten Allokation **müssten** die PTDF-Werte sowie die maximal zulässigen Flüsse über die Interkonnektoren aus Lastflussdatensätzen ermittelt werden. Solche Datensätze lagen für diese Untersuchung jedoch nicht vor. Stattdessen haben wir auf **öffentlich verfügbare PTDF-Werte** zurückgegriffen und **die maximalen Interkonnektorenflüsse aus den NTC-Werten abgeleitet**. Dieses Vorgehen ist einerseits für den hier geforderten prinzipiellen Methodenvergleich ausreichend und gewährleistet andererseits die Konsistenz zwischen NTC- und PTDF-Modell."*

Die Problematik liegt darin, dass sich die PTDF und die maximal zulässigen Lastflüsse in einem reduzierten Netzmodell zu wenig genau bestimmen lassen. Willkürliche, öffentlich verfügbare Werte einer bestimmten Betriebsituation führen in der Praxis zu einer ineffizienten oder unsicheren Kapazitätsallokation. Der theoretisch erwiesene Vorteil der PTDF in einem vollständigen Netzmodell lässt sich in einem reduzierten Netzmodell nicht umsetzen.

Bei der Erstellung der heute üblichen NTC-Profile sind die TSOs ebenfalls mit diesen Unsicherheiten konfrontiert. Ausgehend von verschiedenen Betriebsszenarien,

Erfahrungswerten und fundierten Annahmen ist es ihre Aufgabe, ein sorgfältiges Risiko-Management zu betreiben und die grösstmögliche Kapazität zu bestimmen, die unter dem Aspekt der Netzsicherheit vertretbar ist.

Beim vorgeschlagenen PTDF-Modell sieht das Prozedere hingegen anders aus: Hier sollen genau diejenigen Parameter explizit bestimmt und dem Markt für die Allokation zur Verfügung gestellt werden, die in einem Zonenmodell von einer starken Streuung betroffen sind. Es stellt sich damit die Frage, welche Instanz für das Risiko-Management und die Wahrung der Netzsicherheit verantwortlich ist. Von den Marktakteuren kann die Erfüllung dieser Aufgabe im allgemeinen nicht erwartet werden.

Die benötigten Grenzkapazitäten müssen genau gleich wie die heutigen NTC-Werte vor dem Marktgeschehen bestimmt werden und unterliegen somit den gleichen Annahmen. Es ist deshalb nicht zu erwarten, dass das PTDF-Modell zu mehr Gesamtkapazität führt.

Offen bleibt die Frage nach der Aufteilung der Kapazitäten auf einem Profil. Wie im obigen Beispiel beobachtet, kann die statische a priori Festlegung der NTC-Werte pro Schnittstelle zu ungenutzter Kapazität führen. Ein System, das diese Kapazitätsvergabe dynamischer gestaltet und der Marktnachfrage anpasst, wird zu Effizienzgewinnen führen. Dabei darf nicht vergessen werden, dass von der systemweiten Gesamteffizienz die Rede ist. Auf dem Level der einzelnen Zonen resp. Länder führt ein dynamischer Allokations-Mechanismus gezwungenermassen zu Gewinnern und Verlierern verglichen mit dem heutigen, statischen Prinzip.

8 Zusammenfassung

Die Ergebnisse dieser Arbeit lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Die Annahmen des linearen DC-Lastflussmodells sind im europäischen Höchstspannungsnetz auch für AC PTDF gut erfüllt.

In einem vollständigen Netzmodell führt der PTDF-Ansatz stets zu einem optimalen Ergebnis: Es kann die maximale Netzkapazität genutzt werden, ohne die Netzsicherheit zu gefährden. Insbesondere ist die Effizienz des PTDF-Ansatzes in einem vollständigen Netzmodell stets gleich gross oder grösser als die Effizienz von NTC-Profilen. NTC-Profile führen zu suboptimalen Ergebnissen, falls für ihre Bestimmung von einem nicht zutreffenden Produktionsmuster ausgegangen oder das Profil nicht entsprechend der Marktnachfrage auf die einzelnen Interkonnektoren aufgeteilt wird.

In einem reduzierten Netzmodell wie dem Zonenmodell rücken die theoretischen Vorteile der PTDF jedoch in den Hintergrund verglichen mit den praktischen Schwierigkeiten, die sich bei ihrer Bestimmung ergeben. Insbesondere die Zonenbildung anhand der politischen Ländergrenzen führt zu einer erheblichen Streuung der PTDF, die auch durch Bildung von Subzonen innerhalb der Länder nicht ausreichend reduziert werden kann.

In einem Zonenmodell lassen sich die benötigten Grenzkapazitäten per Definition nicht mehr eindeutig bestimmen. Dieser Umstand ist konzeptueller Art und lässt sich mit mehr Transparenz nicht beheben.

In einem Zonenmodell müssen die benötigten Grenzkapazitäten analog den NTC-Werten vor dem eigentlichen Marktgeschehen bestimmt werden. Sie unterliegen deshalb den selben Annahmen.

Die verfeinerte Darstellung der Flowgates in Form von einzelnen kritischen Elementen kann die Problematik der streuenden PTDF nicht entschärfen, solange die zonenbasierte Netzdarstellung beibehalten wird.

Die Verwendung von "sicheren PTDF" erlaubt zwar grundsätzlich einen sicheren Netzbetrieb. Die tatsächlichen Flüsse werden jedoch derart übertrieben, dass ein effizienter Netzbetrieb nicht mehr möglich wäre.

In jedem Fall müsste die PTDF-Matrix mehrmals täglich aktualisiert werden, um dem wechselnden Betriebspunkt und Produktionsmuster genügend genau zu entsprechen.

Im stark vermaschten europäischen Höchstspannungsnetz erlaubt erst eine knotenbasierte, vollständige Netzdarstellung eine ausreichende Genauigkeit bei der Bestimmung der PTDF. Die zentrale Voraussetzung für ein flussbasiertes Market Coupling gemäss [36] ist damit nicht gegeben.

Ein Vergleich mit den gängigen NTC-Profilen zeigt, dass von der Einführung eines PTDF-Modells keine Steigerung der grenzüberschreitenden Kapazität zu erwarten ist.

Ein Effizienzgewinn ist hingegen von einer dynamischen und der Marktnachfrage entsprechenden Aufteilung der NTC-Profile zu erwarten.

9 Fazit des Autors

Der flussbasierte Ansatz und die Bildung von Zonen und Flowgates erscheinen auf den ersten Blick verlockend, da sie eine Vereinfachung des Stromnetzes zugunsten des Stromhandels erlauben.

Die Erfahrungen aus den US-Amerikanischen Strommärkten von Kalifornien, Texas und PJM illustrieren jedoch, dass diese Vereinfachung besonders in vermaschten Stromnetzen -und das zentraleuropäische Netz gehört zweifelsohne in diese Kategorie - mehr Probleme schafft als sie löst. In all diesen Märkten wurde der flussbasierte Ansatz nicht zum Ziel einer positiven Entwicklung, wie dies die ETSO [35] in Abbildung 9-1 andeutet, sondern entpuppte sich als eine "intellektuelle und praktische Sackgasse", wie Larry Ruff schon 2001 vorausgesagt hatte [77].

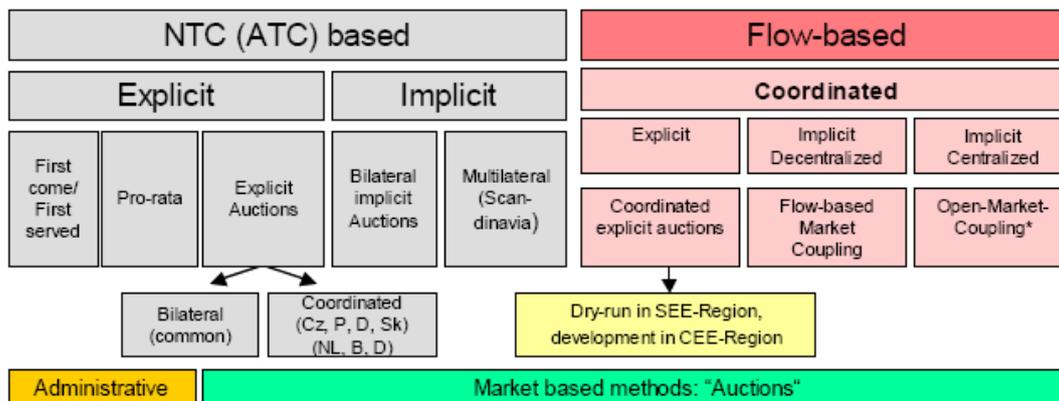


Abbildung 9-1: Flussbasierte Modelle.

Die in einem Stromnetz tatsächlich auftretenden Flüsse können nicht im Voraus bekannt sein. Der vielversprechendste Allokationsmechanismus ist deshalb nicht flussbasiert, sondern netzbasiert ("grid based"). Er berücksichtigt das tatsächliche Stromnetz und operiert den Strommarkt auf dieser Basis. Ist der sichere Netzbetrieb garantiert, können nachträglich und speziell auf Konsumentenseite Preiszonen mit einheitlichen Durchschnittspreisen gebildet werden.

Für das PTDF-Modell gilt deshalb: Es sollte so eingesetzt werden, dass es seine Stärken ausspielen kann, ohne dass seine Schwächen ins Gewicht fallen. Werden PTDF aus einem vollständigen und aktuellen Netzmodell abgeleitet, so sind sie verlässliche Indikatoren dafür, wie einzelne Netzelemente von Transaktionen beeinflusst werden.

In den neuen Strommärkten von Kalifornien und Texas werden PTDF in diesem Sinne eingesetzt⁵⁷: Für die Optimierung der day-ahead Fahrpläne im knotenbasierten Netz werden die Faktoren für jede Stunde des folgenden Tages aus einer Lastflusssimulation abgeleitet. Ein weiteres, ideales Anwendungsgebiet der PTDF ist die finanzielle Absicherung von Preisunterschieden zwischen Knoten, das "Hedging" durch sogenannte "Congestion Revenue Rights". Abbildung 9-2 aus [54] zeigt diesen Paradigmenwechsel weg vom flussbasierten Ansatz.

⁵⁷ Persönliche Mitteilungen von Roger Trejinen (CAISO) und Ross Baldick (University of Texas), Juli 2007.

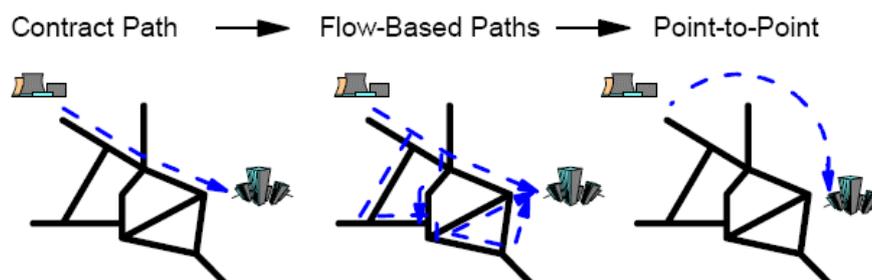


Abbildung 9-2: Vertragspfad, flussbasierte Pfade, Punkt-zu-Punkt Transaktionen.

Eines ist klar: Kein noch so vielversprechender Marktmechanismus ist es wert, ein erhöhtes Netzsicherheits-Risiko in Kauf zu nehmen. In [27] wird errechnet, dass durch die Einführung einer Marktkopplung an den Grenzen Deutschland-Frankreich und Deutschland-Niederlande (sog. "Open Market Coupling", OMC) mit Wohlfahrtsgewinnen von 7 bis 11 Millionen Euro pro Jahr gerechnet werden kann. Demgegenüber zeigt Tabelle 9-1 eine Zusammenstellung der Kosten, die durch einen Blackout in verschiedenen Ländern entstehen würden oder historisch tatsächlich entstanden sind. Ein Vergleich der Größenordnungen macht deutlich, dass die erwarteten Wohlfahrtsgewinne im Vergleich zu den volkswirtschaftlichen Kosten eines Ausfalls marginal sind.

Kosten für Blackout auf dem Österreichischen Höchstspannungsnetz:	50 Millionen Euro pro Stunde
Gesamtkosten des Blackouts in Italien vom 28. September 2003:	500 - 1000 Millionen Euro
Gesamtkosten des Blackouts an der US-Ostküste vom 14. August 2003:	ca. 4800 Millionen Euro

Tabelle 9-1: Kosten historischer und hypothetischer Blackouts [15].

10 Literaturverzeichnis

- [1] Ziad Alaywan, Tong Wu, "Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: An Operational Perspective," IEEE, 2004.
- [2] Göran Andersson, "Modelling and Analysis of Electric Power Systems," ETH Zurich, 2006.
- [3] Apx, Belpex, and Powernext, "Trilateral Market Coupling - Algorithm Appendix," 2007.
- [4] Apx, Belpex, and Powernext, "Trilateral Market Coupling - Introduction," (2007).
- [5] Commonwealth of Australia, "Towards a Truly National and Efficient Energy Market," 2002.
- [6] Singapore Energy Market Authority, "Introduction to the Singapore New Electricity Market," 2006.
- [7] Ross Baldick, "Shift factors in ERCOT congestion pricing," Department of Electrical and Computer Engineering at the University of Texas at Austin, 2003.
- [8] Ross Baldick, "Variation of Distribution Factors with Loading," University of California Energy Institute, 2002.
- [9] Ross Baldick, Thomas J. Overbye, and Krishnan Dixit, "Empirical analysis of the variation of distribution factors with loading," IEEE, 2005.
- [10] Belpex, "Belpex Spot Market and Trilateral Market Coupling F-B-NL," Mini-Forum, Brussels, 17 Dec 2004, 2004.
- [11] Belpex, "Trilateral Coupling of the Belgian, Dutch and French Electricity Markets," Technical Press Briefing, Brussels - 14th February 2007, 2007.
- [12] Audun Botterud, "Generation Investments in Restructured Power Systems - Perspectives from the Nordic Power Market (Nord Pool)," Norwegian University of Science and Technology, Trondheim Trondheim, Norway, 2004.
- [13] Jacqueline Boucher, Yves Smeers, "Towards a common European Electricity Market – Paths in the right direction, still far from an effective design," 2001.
- [14] Electricity Group - Resources and Networks Branch, "Chronology of New Zealand Electricity Reform," 2005.
- [15] Dr. Günther Brauner, "Wirtschaftliche Bedeutung von sicheren und zuverlässigen Infrastrukturen," Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, 2004.
- [16] Caiso, "Market Redesign and Technology Upgrade (MRTU), Frequently Asked Questions," 2006.
- [17] Xu Cheng, Thomas J. Overbye, "PTDF-Based Power System Equivalents," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005.
- [18] Xu Cheng, Thomas J. Overbye, "PTDF-based Power System Equivalents," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, 2005.

-
- [19] Richard D. Christie, Bruce F. Wollenberg, and Ivar Wangensteen, "Transmission Management in the Deregulated Environment," Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000.
- [20] Consentec, "Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion," 2001.
- [21] Consentec, Frontier Economics, "Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market," (2004).
- [22] North American Electricity Reliability Council, "Distribution Factor Task Force," Meeting Minutes, 1997.
- [23] Global Energy Decisions, "When Fast Does Not Always Mean Good: Getting to the Right Answer about Transmission Congestion," 2006.
- [24] Trowbridge Deloitte, "Assessment of Outcomes Achieved by Full Nodal Pricing in NZEM," 2002.
- [25] Aleksandar Dimitrovski, Kevin Tomsovic, "Slack Bus Treatment in Load Flow Solutions with Uncertain Nodal Powers," 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004
- [26] Jerzy Dudzik, "WG FBA Progress Report," Implementation Group on Congestion Management, ERGEG CEE, 2006.
- [27] Frontier Economics, Consentec, and IaeW, "Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden - Bericht für die Bundesnetzagentur," 2006.
- [28] Efet, "More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure," (2006).
- [29] Andreas Ehrenmann, Yves Smeers, "Inefficiencies in European Congestion Management Proposals," (2004).
- [30] Ergeg, "Action Plan ERI Central West," 12. Februar 2006.
- [31] Ergeg, "www.ergreg.org," 2007.
- [32] Esto/Setso, "Pilot-Project on Coordinated Auction of Transmission Capacity In South-East Europa (SEE)," 2004.
- [33] Etso, "Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets," 2001.
- [34] Etso, "An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe," (2006).
- [35] Etso, "Regional Flow-based allocations - State-of-play," 2007.
- [36] Etso, Europex, "Flow-based Market Coupling (FMC)," 2005.
- [37] Etso/Setso, "Congestion Management methods in SEE and work status of the Coordinated Auctions dry-run simulation," 2006.
- [38] Etso/Setso, "Dry-run implementation of Coordinated Auctions in SEE region: Report on the fourth round (April 2006 – June 2006)," (2006).

- [39] Etso/Setso, "Flow-Based Coordinated Auction Dry-Run in SEE-Region," (2006).
- [40] Cansin Y. Evrenosoglu, Ali Abur, "Effects of Measurement and Parameter Uncertainties on the PTDFs," *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, 20, 2006, 175–182, 2006.
- [41] Aniss Fradi, Sergio Brignone, and Bruce F. Wollenberg, "Calculation of Energy Transactions Allocation Factors," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, 2001.
- [42] Richard Green, "Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?," University of Hull Business School (2004).
- [43] Scott Greene, Ian Dobson, and Fernando L. Alvarado, "Sensitivity of transfer capability margins with a fast formula," *IEEE Transactions on Power Systems*, February 2002.
- [44] Santiago Grijalva, Peter W. Sauer, "Reactive Power Considerations in Linear ATC Computation," *IEEE*, 1999.
- [45] Santiago Grijalva, Peter W. Sauer, and James D. Weber, "Enhancement of Linear ATC Calculations by the Incorporation of Reactive Power Flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, 2003.
- [46] Edwin Haesen, "Technical aspects of congestion management," KU Leuven - ESAT/ELECTA.
- [47] Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich, "Technical Issues regarding Open Market Coupling - OMC," Energy Research Institute, RWTH Aachen, 2006.
- [48] Roy Hemmingway, "The Crisis That Isn't – Myths and Truths About New Zealand's Electricity System," Electricity Commission, 2006.
- [49] William Hogan, "Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisited," 1999.
- [50] William W. Hogan, "Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer," Harvard University, 1998.
- [51] William W. Hogan, "Electricity Market Restructuring: Markets, Market Design, and RTOs," Harvard University, 2006.
- [52] William W. Hogan, "Electricity Restructuring: Public Purposes, Markets, and Institutional Design," John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2005.
- [53] William W. Hogan, "Flowgate Rights and Wrongs," (2000).
- [54] William W. Hogan, "Path Dependent Transmission Access," Mossavar-Rahmani Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2006.
- [55] William W. Hogan, "Reshaping the Electricity Industry," Harvard University, 1997.
- [56] Ying-Yi Hong, "Determination of congestion zones in deregulated electricity markets using fuzzy clustering," 14th PSCC, Sevilla, 2002.

- [57] Europäische Kommission, "VERORDNUNG (EG) Nr. 1228/2003 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel," Amtsblatt der Europäischen Union, 2003.
- [58] Ashwani Kumar, S.C. Srivastava, "AC Power Transfer Distribution Factors for Allocating Power Transactions in a Deregulated Market," IEEE Power Engineering Review: July 2002.
- [59] Ashwani Kumar, S.C. Srivastava, and S.N. Singh, "A zonal congestion management approach using ac transmission congestion distribution factors," Electric Power Systems Research 72 (2004) 85–93.
- [60] Florian Leuthold, "Nodal Pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities," 2005.
- [61] Minghai Liu, George Gross, "Effectiveness of the Distribution Factor Approximations used in Congestion Modeling," 14th PSCC, Sevilla, 2002.
- [62] Durgesh P. Manjure, Elham B. Makram, "Investigation of distribution factors for bilateral contract assessment," Electric Power Systems Research 66 (2003) 205/214, 2003.
- [63] P. Marannino, "Cross Border Sensitivities and Tracing Flow Procedures to assess the Use of Transmission Capacity of the UCTE network," Bulk Power System Dynamics and Control - VI, August 22-27, 2004, Cortina d'Ampezzo, Italy.
- [64] Nordpool Spot Market, "www.nordpoolspot.com," 2007.
- [65] Liang Min, Liang Zhao, and Ali Abur, "Two-Level Multi-Area TTC Calculation by Updating Power Transfer Distribution Factors," IEEE, 2005.
- [66] NEMMCO, "An Introduction to Australia's National Electricity Market," 2005.
- [67] Ercot Nodal, "nodal.ercot.com," 2007.
- [68] I. Nordanlycke, G. Züblin, "ISPEN Software Description and Users Manual," Intercompro AG / EPS AG, 2007.
- [69] Shmuel S. Oren, "Cross Border Trading and Zonal Congestion Management: Lessons from Texas," 2002.
- [70] Hugh Outhred, "Electricity Industry Restructuring in California and its Implications for Australia," The University of New South Wales and The Australian CRC for Renewable Energy LTD, 2001.
- [71] Hugh Outhred, "The Evolving Australian National Electricity Market: An Assessment," University of New South Wales, 2004.
- [72] Thomas J. Overbye, Xu Cheng, and Yan Sun, "A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations," Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences - 2004.
- [73] Powernext, "Ce que vous devez savoir sur le TLC," 2007.

-
- [74] K. Purchala, L. Meeus, and R. Brelmans, "The Analysis of The Cross-Border Capacity Allocation in the Benelux Region," Katholieke Universiteit Leuven, Belgium, 2004.
- [75] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen, and R. Belmans, "Usefulness of DC Power flow for active power flow analysis," Power Engineering Society General Meeting,, IEEE, Vol. 1, 2005.
- [76] Konrad Purchala, Leonardo Meeus, and Ronnie Belmans, "Zonal network Model of European Interconnected electricity network," Working Paper K.U.Leuven, 2005.
- [77] Larry E. Ruff, "Flow-Based Congestion Management: An Intellectual & Practical Dead-End," 2001.
- [78] Lassi Similä, "The Electricity Sector in Russia - From Central Planning to Liberalized Markets," Helsinki University of Technology, 2006.
- [79] J. Boucher and Y. Smeers, "The European regulation on cross border trade: can one do without a standard market design?," 2003.
- [80] Transpower, "www.transpower.co.nz," 2007.
- [81] Ucte, "UCTE Data Exchange Format for load flow and three phase short circuit studies," 2003.
- [82] Carlos Vazquez, "On the selection of the slack bus," 2002.
- [83] Vdn, "Congestion Management from the perspective of the German TSOs," Mini-Forum Central Western Europe, Brussels, 2004.
- [84] Ronghai Wang, Robert H. Lasseter, Jiangping Meng, and Fernando L. Alvarado, "Fast Determination of Simultaneous Available Transfer Capability (ATC)," IEEE.
- [85] Gaël Wyssen, "Implementation of a Flow-based Market Coupling Algorithm for Cross-Border Congestion Management," EPFL, Lausanne, 2006.
- [86] Ping Yan, Arun Sekar, "Study of Linear Models in Steady State Load Flow Analysis of Power Systems," IEEE, 0-7803-7322-7, 2002.

11 Anhang

11.1 Bestimmung der PTDF aus der Knoten-Admittanz-Matrix

Der Zusammenhang zwischen Leistungseinspeisungen und Spannungswinkel (DC Lastflussgleichung) in einem Netz lautet in Matrizenform:

$$\mathbf{P} = [\mathbf{B}] \times \boldsymbol{\theta}$$

\mathbf{P} ist der Vektor der Leistungseinspeisungen in das Netz mit \mathbf{P}_i als Einspeisung am Knoten i , $\boldsymbol{\theta}$ ist der Vektor der Phasenwinkel mit $\boldsymbol{\theta}_i$ als Phasenwinkel am Knoten i , und $[\mathbf{B}]$ ist die Bus-Admittanz-Matrix, mit

$$\mathbf{B}(i,i) = \sum_j (1/x_{ij}) \text{ und } \mathbf{B}(j,i) = -1/x_{ji}$$

wobei der Knoten j über einen Netzzweig mit dem Knoten i verbunden ist.

Die Matrix $[\mathbf{B}]$ ist singular und kann nicht invertiert werden. Deshalb wird aus der Matrix $[\mathbf{B}]$ die Zeile und Spalte gelöscht, die sich auf den Referenzbus bezieht. Die entstehende Matrix $[\mathbf{B}']$ ist nicht mehr singular und kann invertiert werden. Analog werden aus den Vektoren \mathbf{P} und $\boldsymbol{\theta}$ die Elemente gelöscht, die sich auf den Referenzbus beziehen, um die Vektoren \mathbf{P}' und $\boldsymbol{\theta}'$ zu erhalten. Damit gilt:

$$\mathbf{P}' = [\mathbf{B}'] \times \boldsymbol{\theta}'$$

und

$$\boldsymbol{\theta}' = [\mathbf{B}']^{-1} \times \mathbf{P}'$$

Der Zusammenhang zwischen dem Lastfluss auf einem Netzzweig und dem Phasenwinkel über dem Netzzweig lautet in Matrizenform:

$$\mathbf{P}_{\text{Zweig}} = [\mathbf{H}] \times \boldsymbol{\theta}'$$

mit $\mathbf{P}_{\text{Zweig},k}$ als Lastfluss auf dem Zweig k zwischen den Knoten i und j und $\mathbf{H}(k,i) = 1/x_{ji}$, $\mathbf{H}(k,j) = -1/x_{ji}$ sowie $\mathbf{H}(k,m) = 0$ für $m \neq i, m \neq j$.

Für $\mathbf{Z} = [\mathbf{B}']^{-1}$ ist

$$\mathbf{P}_{\text{Zweig}} = [\mathbf{H}] \times \boldsymbol{\theta}' = [\mathbf{H}] \times [\mathbf{B}']^{-1} \times \mathbf{P}' = [\mathbf{H}] \times [\mathbf{Z}] \times \mathbf{P}'$$

und mit $[\mathbf{S}] = [\mathbf{H}] \times [\mathbf{Z}]$ folgt

$$\mathbf{P}_{\text{Zweig}} = [\mathbf{S}] \times \mathbf{P}'$$

Die Elemente von $[\mathbf{S}]$ sind die PTDF. Sie stellen den Bezug her zwischen dem Lastfluss auf einem Netzzweig k und der Leistungseinspeisung an einem Knoten i (mit Leistungsentnahme am Referenzknoten).

11.2 UCTE-Dateien und Makro-Quellcode

Die Bestimmung der PTDF-Matrizen sowie der Grenzkapazitäten basiert ausschliesslich auf den verwendeten UCTE-Dateien, die von der swissgrid ag für die Simulationen im Rahmen dieser Arbeit zur Verfügung gestellt wurden. Die UCTE-Dateien sind vertraulich und dürfen an dieser Stelle nicht publiziert werden. Bei Bedarf möge man sich direkt an die swissgrid ag wenden.

Das Makro zur Berechnung der PTDF-Matrizen sowie der Grenzkapazitäten ist in Visual Basic for Applications (VBA) geschrieben und beim Autor auf Anfrage erhältlich.