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

swissgrid
Transmission System Operator

Betreuer:
Dipl.-Ing. Martin Kurzidem
Prof. Dr. Göran Andersson

Zürich, August 2007
Kurzfassung


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


Mein Dank geht nicht zuletzt an Dr. Ingemund Nordanlycke, den Entwickler der AC-Lastflusssimulationsoftware 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

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

Einführung

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


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 Ausdruckes "Power Transfer Distribution Factor(s)" verwendet.
2 Literaturrecherche


2.1 Wissenschaftliche Untersuchungen

2.1.1 AC und DC PTDF


---

\(^1\) Im leeren Netz ist die Produktion an jedem Knoten gleich Null.


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.


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


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


\(^2\) "Loop flows" bezeichnen die Differenz zwischen angemeldetem Fahrplan und auftretendem physischen 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")


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


"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 ERCOT\(^5\)) 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 Marktmmodell, 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
2.2.3 PJM


2.2.4 Neuseeland

2.2.5 Australien


⁷ Siehe www.aemc.gov.au
2.2.6 Skandinavien

2.2.7 Singapur


"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 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 Südesteuropa

In Südesteuropa (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


*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 $b^{sh}_{km}$ (Suszeptanz, Konduktanz und parallele (shunt) Konduktanz), sowie die Differenz der Spannungswinkel über der Leitung, $\theta_{km}$. \[2\]

\[
P_{km} = U_k^2 g_{km} - U_k U_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - U_k U_m b_{km} \sin(\theta_{km})
\]

\[
Q_{km} = -U_k^2 (b_{km} + b^{sh}_{km}) + U_k U_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - U_k U_m g_{km} \sin(\theta_{km})
\] (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 bestimmen. 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: $X >> R \approx 0$.
- Die Differenzen der Spannungswinkel werden als klein angenommen, sodass $\sin(\theta) = \theta$.

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

$$P_{km} = \frac{\theta_k}{x_m} \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}}$$

(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 $\partial P_i$ an einem Knoten $i$ eingespeist und an einem Referenzknoten entnommen wird.

\[ PTDF_l^i = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_l} \]  

(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 nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen. und $x_b$ der beiden Zweige ableiten.

Der Spannungsabfall $V_{12}$ zwischen Knoten 1 und 2 beträgt gemäß dem Kirchhoffschen Spannungsgesetz:

\[ V_{12} = x_a I_a = x_b I_b \]  

(3-4)

$I_a$ und $I_b$ bezeichnen die Stromkomponenten auf den Zweigen $a$ und $b$. Laut Kirchhoffschem Stromgesetz entspricht ihre Summe dem Gesamtstrom $\bar{I}$:

\[ \bar{I} = I_a + I_b \]  

(3-5)

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

\[ I_a = \frac{x_b}{x_a + x_b} \bar{I} \]  

(3-6)

\[ I_b = \frac{x_a}{x_a + x_b} \bar{I} \]  

(3-7)
Das Verhältnis von Gesamtstrom zu Zweigstrom lässt folglich sich über die Zweigreaktanzen ausdrücken:

\[
\frac{I_a}{I} = \frac{x_b}{x_a + x_b} \quad (3-8)
\]

\[
\frac{I_b}{I} = \frac{x_a}{x_a + x_b} \quad (3-9)
\]

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

\[
\frac{P_a}{P} = \frac{x_b}{x_a + x_b} \quad (3-10)
\]

\[
\frac{P_b}{P} = \frac{x_a}{x_a + x_b} \quad (3-11)
\]

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

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

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.

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 2 $\Omega$, die Reaktanz der Leitung AC beträgt 1 $\Omega$. 
Grundlagen

Durch die Transaktion von A nach B beispielsweise um 40 MW zugenommen, so beträgt der entsprechende PTDF für diese Leitung: 40 MW / 100 MW = 0.4. 11

Tabelle 3-1: PTDF-Matrix.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Leitungen</th>
<th>Transaktionen</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>A-&gt;B</td>
<td>0.4</td>
</tr>
<tr>
<td>C-&gt;B</td>
<td>-0.4</td>
</tr>
<tr>
<td>AB</td>
<td>0.6</td>
</tr>
<tr>
<td>BC</td>
<td>-0.4</td>
</tr>
</tbody>
</table>


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 PTDF\textsuperscript{12}

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 $C \rightarrow B$:

\[
PTDF(k, A \rightarrow C) = PTDF(k, A \rightarrow B) - PTDF(k, C \rightarrow B)
\]  

(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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Leitungen</th>
<th>Transaktionen</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>AC</td>
<td>0.4</td>
</tr>
<tr>
<td>AB</td>
<td>0.6</td>
</tr>
<tr>
<td>BC</td>
<td>-0.4</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabelle 3-2: Erweiterte PTDF-Matrix.

\textsuperscript{12} Die Annahme der Transitivität wird in Kapitel 5.2 untersucht.
3.4 Die Bildung von Zonen und Flowgates


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].
3.5 Grenzüberschreitende Kapazitäten


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 steht\textsuperscript{13}. 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 Diagram (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.

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

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"[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.

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/IPFA\textsuperscript{15} 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

\textsuperscript{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 Algorithmus\textsuperscript{16} und greift auf optimierte "Matrix-Sparsity Methoden"\textsuperscript{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.


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

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

\textsuperscript{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 Tools\(^{19}\) 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 aufmerksam\textsuperscript{20}:

"[...] 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.

\section*{3.10 Regionen des Europäischen Strombinnenmarktes}


Im Februar 2006 lancierte die ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) ihre regionalen Elektrizitäts-Initiativen ("Electricity Regional Initiatives", ERI).\textsuperscript{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.

\textsuperscript{20} Persönliche Kommunikation, Juli 2007.

\textsuperscript{21} Siehe www.ergeg.org
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).
<table>
<thead>
<tr>
<th>Name</th>
<th>Country Code</th>
<th>Code</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Österreich (Austria)</td>
<td>O</td>
<td>AT</td>
</tr>
<tr>
<td>Shqipëria (Albania)</td>
<td>A</td>
<td>AL</td>
</tr>
<tr>
<td>Belgique (Belgium)</td>
<td>B</td>
<td>BE</td>
</tr>
<tr>
<td>Bulgarija (Bulgaria)</td>
<td>V</td>
<td>BG</td>
</tr>
<tr>
<td>Bosna i Hercegovina (Bosnia and Herzegovina)</td>
<td>W</td>
<td>BA</td>
</tr>
<tr>
<td>Belarus (Belarus)</td>
<td>3</td>
<td>BY</td>
</tr>
<tr>
<td>Schweiz (Switzerland)</td>
<td>S</td>
<td>CH</td>
</tr>
<tr>
<td>Česká Republika (Czech Republic)</td>
<td>C</td>
<td>CZ</td>
</tr>
<tr>
<td>Deutschland (Germany)</td>
<td>D</td>
<td>DE</td>
</tr>
<tr>
<td>Danmark (Denmark)</td>
<td>K</td>
<td>DK</td>
</tr>
<tr>
<td>Espana (Spain)</td>
<td>E</td>
<td>ES</td>
</tr>
<tr>
<td>France (France)</td>
<td>F</td>
<td>FR</td>
</tr>
<tr>
<td>Großbritannien (Great Britain)</td>
<td>5</td>
<td>GB</td>
</tr>
<tr>
<td>Hellas (Greece)</td>
<td>G</td>
<td>GR</td>
</tr>
<tr>
<td>Magyarorszag (Hungary)</td>
<td>M</td>
<td>HU</td>
</tr>
<tr>
<td>Hrvatska (Croatia)</td>
<td>H</td>
<td>HR</td>
</tr>
<tr>
<td>Italia (Italy)</td>
<td>I</td>
<td>IT</td>
</tr>
<tr>
<td>Luxembourg (Luxembourg)</td>
<td>1</td>
<td>LU</td>
</tr>
<tr>
<td>Lietuva (Lithuania)</td>
<td>6</td>
<td>LT</td>
</tr>
<tr>
<td>Maroc (Morocco)</td>
<td>2</td>
<td>MA</td>
</tr>
<tr>
<td>Moldavija (Moldavia)</td>
<td>7</td>
<td>MD</td>
</tr>
<tr>
<td>Makedonija (FYROM)</td>
<td>Y</td>
<td>MK</td>
</tr>
<tr>
<td>Norge (Norway)</td>
<td>9</td>
<td>NO</td>
</tr>
<tr>
<td>Nederland (Netherlands)</td>
<td>N</td>
<td>NL</td>
</tr>
<tr>
<td>Portugal (Portugal)</td>
<td>P</td>
<td>PT</td>
</tr>
<tr>
<td>Polska (Poland)</td>
<td>Z</td>
<td>PL</td>
</tr>
<tr>
<td>România (Romania)</td>
<td>R</td>
<td>RO</td>
</tr>
<tr>
<td>Rossija (Russia)</td>
<td>4</td>
<td>RU</td>
</tr>
<tr>
<td>Sverige (Sweden)</td>
<td>8</td>
<td>SE</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovensko (Slovakia)</td>
<td>Q</td>
<td>SK</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovenija (Slovenia)</td>
<td>I</td>
<td>SI</td>
</tr>
<tr>
<td>Türkiye (Turkey)</td>
<td>T</td>
<td>TR</td>
</tr>
<tr>
<td>Ukraina (Ukraine)</td>
<td>U</td>
<td>UA</td>
</tr>
<tr>
<td>Crna Gora (Montenegro)</td>
<td>0</td>
<td>ME</td>
</tr>
<tr>
<td>Srbija (Serbia)</td>
<td>J</td>
<td>RS</td>
</tr>
<tr>
<td>Fiktiver Grenznode</td>
<td>X</td>
<td>XX</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

4.1 Netzmodell


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 aufbereitet. 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 Netzwerkkreduction wird ein Teil der Knoten zusammengefasst und die Parameter der dadurch entfallenden Netzzweige durch diejenigen der "äquivalenten Elemente" ersetzt.

23 Nach einer Netzwerkkreduction können die Eigenschaften der Elemente durchaus so gewählt werden, dass das vereinfachte Netz unter gewissen Gesichtspunkten dem ursprünglichen Netz gleich [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, Luxemburg, 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

---

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 ist. Dies führt zu einer Produktionsänderung, die näher an der Realität liegt als mit Methode a). Die Kapazitätsgrenzen der Kraftwerke werden im allgemeinen nicht überschritten. 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 PTDF 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.


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 Transitivität\textsuperscript{28} aus den simulierten Werten errechnet. Daraus resultiert die vollständige PTDF-Matrix.


### 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 Element\textsuperscript{29}. Daraus errechnet ISPEN die Belastung pro Element ("branch loading"). Diese Angaben und ihre Veränderung verwendet das Makro, um unter

\textsuperscript{28}Die Transitivität der PTDF wird in Kapitel 5.3 untersucht.

\textsuperscript{29}Thermische Stromgrenze bei Leitungen, Scheinleistungsgrenze bei Transformatoren.
Annahme der Linearität\textsuperscript{30} 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.

\textsuperscript{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 definierbar\textsuperscript{31}. Andererseits ist ein grosses Flowgate mit hoher Belastung einem kleinen Flowgate mit geringer Belastung in dieser Beziehung gleichgestellt.


\textsuperscript{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:

\[
\text{Relative Abweichung} = \frac{PTDF_a - PTDF_b}{\text{Mittelwert}(PTDF_a, PTDF_b)} \times 100
\]  

(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, überoder 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:

\[
\frac{0.1}{0.2} \times 100 = \frac{0.02}{0.04} \times 100 = 50\% \quad (4-2)
\]

![Abbildung 4-2: Absolute und relative Abweichungen der PTDF.](image)

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].

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.

Tabelle 4-1: PTDF Matrix mit eingefärbten Signifikanzniveaus.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>O-&gt;I</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>1.66%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>4.01%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>31.33%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>1.28%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>11.71%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>-4.29%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>6.41%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>-3.92%</td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>-0.52%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.


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 verwendeten 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. In Abschnitt 5.6 wird untersucht, welchen Einfluss der Betriebspunkt bei gleichbleibender Netztopologie auf die PTDF hat.


\[
\text{Relative Abweichung} = \frac{PTDF_{DC} - PTDF_{AC}}{PTDF_{AC}} \times 100 \quad (5-1)
\]

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.
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.

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 Regionen\textsuperscript{34} 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.


\textsuperscript{34} Central South, Central West, Central East
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


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


\[
\text{Relativer Fehler} = \frac{PTDF_{\text{transitiv}} - PTDF_{\text{direkt}}}{PTDF_{\text{direkt}}} \times 100
\]  

(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.
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.  

Wiederum ist für das DC-Modell aufgrund der getroffen 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 Verzerrungen 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):

\[
\text{Rel. Fehler} = \frac{\text{Max}(\text{PTDF}_{100}, \text{PTDF}_{500}, \text{PTDF}_{1000}) - \text{Min}(\text{PTDF}_{100}, \text{PTDF}_{500}, \text{PTDF}_{1000})}{\text{Mittelwert}(\text{PTDF}_{100}, \text{PTDF}_{500}, \text{PTDF}_{1000})}
\]

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
<th>D=&gt;I</th>
<th>F=&gt;I</th>
<th>L=&gt;I</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>0.16%</td>
<td>0.24%</td>
<td>0.68%</td>
<td>0.16%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>-0.98%</td>
<td>2.02%</td>
<td>-0.58%</td>
<td>-1.42%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>-8.83%</td>
<td>1.12%</td>
<td>-1.65%</td>
<td>-2.17%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>-1.39%</td>
<td>-5.99%</td>
<td>-2.52%</td>
<td>-2.66%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>-6.88%</td>
<td>-20.00%</td>
<td>6.62%</td>
<td>-2.47%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>-1.42%</td>
<td>2.28%</td>
<td>3.05%</td>
<td>2.21%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>-3.33%</td>
<td>-1.61%</td>
<td>-1.65%</td>
<td>-0.55%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SL</td>
<td>-2.68%</td>
<td>-0.10%</td>
<td>-0.24%</td>
<td>-0.08%</td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SL</td>
<td>1.93%</td>
<td>1.76%</td>
<td>1.39%</td>
<td>1.17%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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: 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 sensiblen Flowgates (mit großen PTDF) 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 PTDF 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. 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.


\[
\text{Relativer Fehler} = \frac{\max(PTDF_{\text{Ausserbetriebnahme}} - PTDF_{\text{Basisfall}})}{PTDF_{\text{Basisfall}}} \times 100
\]  

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgate</th>
<th>Transaktion</th>
<th>O-&gt;I</th>
<th>S-&gt;I</th>
<th>D-&gt;I</th>
<th>F-&gt;I</th>
<th>L-&gt;I</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>CH-&gt;IT</strong></td>
<td>6.18%</td>
<td>6.03%</td>
<td>5.95%</td>
<td>8.31%</td>
<td>5.17%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>CH-&gt;DE</strong></td>
<td>6.24%</td>
<td>29.08%</td>
<td>6.48%</td>
<td>12.06%</td>
<td>6.90%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>CH-&gt;FR</strong></td>
<td>53.57%</td>
<td>13.47%</td>
<td>24.70%</td>
<td>12.64%</td>
<td>53.40%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>CH-&gt;AT</strong></td>
<td>27.03%</td>
<td>593.18%</td>
<td>37.79%</td>
<td>54.26%</td>
<td>25.54%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>DE-&gt;FR</strong></td>
<td>12.54%</td>
<td>70.77%</td>
<td>10.33%</td>
<td>8.20%</td>
<td>10.07%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>DE-&gt;AT</strong></td>
<td>7.57%</td>
<td>34.59%</td>
<td>12.47%</td>
<td>13.61%</td>
<td>11.04%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>IT-&gt;FR</strong></td>
<td>13.01%</td>
<td>14.20%</td>
<td>13.11%</td>
<td>13.70%</td>
<td>12.93%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>IT-&gt;SI</strong></td>
<td>13.40%</td>
<td>40.16%</td>
<td>25.65%</td>
<td>34.00%</td>
<td>4.30%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>AT-&gt;SI</strong></td>
<td>10.14%</td>
<td>41.73%</td>
<td>31.46%</td>
<td>37.85%</td>
<td>7.11%</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 liegen. Aus Abbildung 5-6 geht jedoch hervor, dass auch mehrere sensitive Flowgates (solche mit grossen absoluten PTDF-Werten) von Fehlern über 10% betroffen sind.

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" Testnetz 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


<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
<th>0-&gt;1</th>
<th>S-&gt;1</th>
<th>B-&gt;1</th>
<th>F-&gt;1</th>
<th>L-&gt;1</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td></td>
<td>-18.17%</td>
<td>-13.53%</td>
<td>-17.04%</td>
<td>-14.77%</td>
<td>-32.54%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td></td>
<td>-12.57%</td>
<td>32.88%</td>
<td>-25.29%</td>
<td>-50.29%</td>
<td>-28.57%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td></td>
<td>-4.67%</td>
<td>5.51%</td>
<td>31.92%</td>
<td>17.78%</td>
<td>22.36%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td></td>
<td>-20.67%</td>
<td>-5.88%</td>
<td>-24.26%</td>
<td>-27.24%</td>
<td>-32.60%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td></td>
<td>-2.73%</td>
<td>-64.98%</td>
<td>-29.16%</td>
<td>27.62%</td>
<td>-18.90%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td></td>
<td>-6.24%</td>
<td>61.36%</td>
<td>17.49%</td>
<td>26.54%</td>
<td>0.21%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td></td>
<td>-3.79%</td>
<td>17.97%</td>
<td>16.87%</td>
<td>8.14%</td>
<td>-9.63%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td></td>
<td>-28.67%</td>
<td>-33.41%</td>
<td>-44.92%</td>
<td>-47.23%</td>
<td>-20.21%</td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td></td>
<td>-12.36%</td>
<td>-31.04%</td>
<td>2.52%</td>
<td>12.42%</td>
<td>1.86%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

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

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


$\text{Relativer Fehler} = \frac{\text{PTDF}_{\text{Sommer}} - \text{PTDF}_{\text{Winter}}}{\text{Mittelwert}(\text{PTDF}_{\text{Sommer}}, \text{PTDF}_{\text{Winter}})} \cdot 100 \quad (5-5)$

*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.

\[
\text{Relativer Fehler} = \frac{\text{PTDF}_{\text{Tag}} - \text{PTDF}_{\text{Nacht}}}{\text{Mittelwert(PTDF}_{\text{Tag}}, \text{PTDF}_{\text{Nacht}})} \times 100
\]  

(5-6)

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

Texas\textsuperscript{41}, 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%.

\textsuperscript{41} Texas wechselt derzeit von einem zonenbasierten zu einem knotenbasierten Modell.
Resultate: Bestimmung und Streuung der PTDF


\[
\text{Max. Abweichung} = \frac{\max(PD_{\text{Subzone }i} - PD_{\text{Zone}})}{PD_{\text{Zone}}} \times 100
\]  

(5-7)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Subzonen</th>
<th>Flowgates</th>
<th>CH-&gt;IT</th>
<th>CH-&gt;DE</th>
<th>CH-&gt;FR</th>
<th>CH-&gt;AT</th>
<th>DE-&gt;FR</th>
<th>DE-&gt;AT</th>
<th>IT-&gt;FR</th>
<th>IT-&gt;SI</th>
<th>AT-&gt;SI</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Frankreich</td>
<td></td>
<td>13.3%</td>
<td>42.2%</td>
<td>6.18%</td>
<td>18.11%</td>
<td>29.13%</td>
<td>15.13%</td>
<td>17.36%</td>
<td>9.53%</td>
<td>8.80%</td>
</tr>
<tr>
<td>Deutschland (1)</td>
<td></td>
<td>1.90%</td>
<td>14.77%</td>
<td>37.42%</td>
<td>14.04%</td>
<td>33.11%</td>
<td>25.78%</td>
<td>8.60%</td>
<td>3.00%</td>
<td>7.54%</td>
</tr>
<tr>
<td>Deutschland (2)</td>
<td></td>
<td>5.15%</td>
<td>24.42%</td>
<td>56.76%</td>
<td>11.27%</td>
<td>32.26%</td>
<td>29.59%</td>
<td>11.63%</td>
<td>3.51%</td>
<td>8.92%</td>
</tr>
<tr>
<td>Schweiz (1)</td>
<td></td>
<td>2.00%</td>
<td>98.75%</td>
<td>47.74%</td>
<td>312.93%</td>
<td>343.08%</td>
<td>101.69%</td>
<td>9.66%</td>
<td>5.98%</td>
<td>4.83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Schweiz (2)</td>
<td></td>
<td>3.94%</td>
<td>47.71%</td>
<td>104.63%</td>
<td>14.64%</td>
<td>260.00%</td>
<td>9.27%</td>
<td>17.63%</td>
<td>4.80%</td>
<td>5.70%</td>
</tr>
<tr>
<td>Österreich</td>
<td></td>
<td>18.20%</td>
<td>55.23%</td>
<td>56.83%</td>
<td>44.58%</td>
<td>6.81%</td>
<td>64.31%</td>
<td>12.21%</td>
<td>14.05%</td>
<td>33.30%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabelle 5-8: Abweichende PTDF der Subzonen.


<table>
<thead>
<tr>
<th>Transaktion</th>
<th>Abweichung [%]</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>111.62%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>70.07%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>46.89%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>63.18%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>26.67%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>128.78%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>75.35%</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>33.03%</td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>78.13%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.


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.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>D -&gt; F</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>DE -&gt; CH</td>
<td>6.13%</td>
</tr>
<tr>
<td>FR -&gt; CH</td>
<td>12.96%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE -&gt; FR</td>
<td>25.38%</td>
</tr>
<tr>
<td>DE -&gt; NL</td>
<td>37.02%</td>
</tr>
<tr>
<td>FR -&gt; BE</td>
<td>36.95%</td>
</tr>
<tr>
<td>BE -&gt; NL</td>
<td>37.17%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabelle 5-10: Streuung der PTDF 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 PTDF").
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 Betriebssituationen in keinem Fall unterschätzen und damit die Netzsicherheit stets gewährleisten.

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.
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.

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.


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.


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 $n$ Gleichungen, 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.](image)

$\text{Fluss}_1 \leq \text{Kapazität}_1$

$\vdots$

$\vdots$

$\vdots$

$\text{Fluss}_n \leq \text{Kapazität}_n$

$n > m$

$\text{Fluss}_1 \leq \text{Kapazität}_1$

$\vdots$

$\text{Fluss}_m \leq \text{Kapazität}_m$

Vollständiges Netz

Reduziertes Netz

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

Abbildung 6-3: Grenzkapazität in Abhängigkeit der Produktion.

Setzt man diese Überlegung fort, so ergibt sich folgende Erkenntnis: Wir 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 Grenzkapazität\(^\text{45}\). 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.CAT\(^\text{46}\) 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 zusammengefasst werden, ohne allzu grosse Fehler zu begehen \(^\text{47}\). 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, fiele die Wahl unter Beachtung der Netzsicherheit zwangsläufig auf den tiefsten auftretenden Wert, dem "lowest value in force"\(^\text{48}\).

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.drcat.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.

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

6.2.2 Annahme der Transitivität


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 kann\textsuperscript{50}.

### 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.


---

\textsuperscript{50} Topologische oder betriebliche Änderungen, Anpassung der Generatoren
### Resultate: Bestimmung von Grenzkapazitäten

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
<th>O.&gt;l</th>
<th>S.&gt;l</th>
<th>D.&gt;l</th>
<th>F.&gt;l</th>
<th>L.&gt;l</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>6425</td>
<td>7062</td>
<td>6681</td>
<td>6622</td>
<td>6496</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>-4362</td>
<td>54</td>
<td>-3576</td>
<td>-4503</td>
<td>-5196</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>-3130</td>
<td>94</td>
<td>-5714</td>
<td>-5142</td>
<td>-2734</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>-1701</td>
<td>-1396</td>
<td>-1894</td>
<td>-1926</td>
<td>-1668</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>3652</td>
<td>-5140</td>
<td>x</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DF-&gt;AT</td>
<td>-509</td>
<td>1079</td>
<td>992</td>
<td>1469</td>
<td>-741</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>-4117</td>
<td>-4261</td>
<td>-3529</td>
<td>-4221</td>
<td>-3671</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>-1570</td>
<td>-1323</td>
<td>-1619</td>
<td>-1748</td>
<td>-1887</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>687</td>
<td>714</td>
<td>674</td>
<td>542</td>
<td>-1998</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Case: R070117, Central South

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.

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
<th>O.&gt;l</th>
<th>S.&gt;l</th>
<th>D.&gt;l</th>
<th>F.&gt;l</th>
<th>L.&gt;l</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>6875</td>
<td>5783</td>
<td>6200</td>
<td>6875</td>
<td>10633</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>7500</td>
<td>x</td>
<td>8000</td>
<td>40496</td>
<td>12249</td>
<td>43945</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>49496</td>
<td>8000</td>
<td>40496</td>
<td>12249</td>
<td>43945</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>7100</td>
<td>35496</td>
<td>8875</td>
<td>17749</td>
<td>11633</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>26751</td>
<td>21749</td>
<td>x</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>1800</td>
<td>15998</td>
<td>6125</td>
<td>12249</td>
<td>4600</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>10000</td>
<td>10000</td>
<td>6666</td>
<td>5000</td>
<td>10000</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>3357</td>
<td>7033</td>
<td>4700</td>
<td>5875</td>
<td>1567</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>4286</td>
<td>14999</td>
<td>10000</td>
<td>10000</td>
<td>10000</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Case: R070117, Central South

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.
Auffällend 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.


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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>O-&gt;I</th>
<th>S-&gt;I</th>
<th>D-&gt;I</th>
<th>F-&gt;I</th>
<th>L-&gt;I</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>3001</td>
<td>7062</td>
<td>5759</td>
<td>5526</td>
<td>3394</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>-2486</td>
<td>-1378</td>
<td>-3757</td>
<td>-2763</td>
<td>-2238</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>-1546</td>
<td>-343</td>
<td>-1977</td>
<td>-2979</td>
<td>-1526</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>-790</td>
<td>-629</td>
<td>-1123</td>
<td>-888</td>
<td>-637</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>-834</td>
<td>-1069</td>
<td>-278</td>
<td>-1989</td>
<td>-911</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>-705</td>
<td>260</td>
<td>721</td>
<td>496</td>
<td>-370</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>-2710</td>
<td>-3489</td>
<td>-3478</td>
<td>-4221</td>
<td>-2600</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>-1481</td>
<td>-1516</td>
<td>-1619</td>
<td>-1642</td>
<td>-1887</td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>306</td>
<td>294</td>
<td>333</td>
<td>286</td>
<td>-288</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Case: R070117, Central South

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Transaktion</th>
<th>max. Volumen</th>
<th>limitierende Leitung</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>0 -&gt; I</td>
<td>3000</td>
<td>SPRADE1ASY/PUNIA</td>
</tr>
<tr>
<td>S -&gt; I</td>
<td>3748</td>
<td>RONT113TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>D -&gt; I</td>
<td>3748</td>
<td>RONT113TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>F -&gt; I</td>
<td>1875</td>
<td>RONT113TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>L -&gt; I</td>
<td>1812</td>
<td>LDIVAC1 HMELIN1 1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>O -&gt; I</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; IT</td>
<td>4421</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; DE</td>
<td>-2960</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; FR</td>
<td>-1556</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; AT</td>
<td>-966</td>
</tr>
<tr>
<td>DE -&gt; FR</td>
<td>-592</td>
</tr>
<tr>
<td>DE -&gt; AT</td>
<td>-1068</td>
</tr>
<tr>
<td>IT -&gt; FR</td>
<td>-2916</td>
</tr>
<tr>
<td>IT -&gt; SI</td>
<td>-1781</td>
</tr>
<tr>
<td>AT -&gt; SI</td>
<td>490</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Case: R070117, Central South

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Transaktion</th>
<th>max. Volumen</th>
<th>limitierende Leitung</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>0 -&gt; I</td>
<td>286</td>
<td>ISOVY12IVELY1211</td>
</tr>
<tr>
<td>S -&gt; I</td>
<td>2166</td>
<td>IOSPM121TRRM1211</td>
</tr>
<tr>
<td>D -&gt; I</td>
<td>3248</td>
<td>IOSPM121TRRM1211</td>
</tr>
<tr>
<td>F -&gt; I</td>
<td>1875</td>
<td>RONT113TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>L -&gt; I</td>
<td>666</td>
<td>ISOVY12IVELY1211</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>O -&gt; I</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; IT</td>
<td>3017</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; DE</td>
<td>-1987</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; FR</td>
<td>-1486</td>
</tr>
<tr>
<td>CH -&gt; AT</td>
<td>-529</td>
</tr>
<tr>
<td>DE -&gt; FR</td>
<td>-1012</td>
</tr>
<tr>
<td>DE -&gt; AT</td>
<td>-257</td>
</tr>
<tr>
<td>IT -&gt; FR</td>
<td>-2450</td>
</tr>
<tr>
<td>IT -&gt; SI</td>
<td>-1103</td>
</tr>
<tr>
<td>AT -&gt; SI</td>
<td>74</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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. 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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Transaktion</th>
<th>max. Volumen</th>
<th>limitierende Leitung</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>D -&gt; I</td>
<td>1500</td>
<td>LDIV AC1 HMEUNI 1</td>
</tr>
<tr>
<td>S -&gt; I</td>
<td>1249</td>
<td>IRONT113 TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>D -&gt; I</td>
<td>1249</td>
<td>IRONT113 TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>F -&gt; I</td>
<td>825</td>
<td>IRONT113 TBGM1111</td>
</tr>
<tr>
<td>L -&gt; I</td>
<td>833</td>
<td>LDIV AC1 HMEUNI 1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.
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
Resultate: Bestimmung von Grenzkapazitäten

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

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).

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th></th>
<th>Sicherheitsstufen und Spannungsniveaus</th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th>Base Case</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>7062</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>5585</td>
<td>4439</td>
<td>3775</td>
<td>3413</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>-1378</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-1559</td>
<td>-1700</td>
<td>-1762</td>
<td>-1826</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>-343</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-745</td>
<td>-1059</td>
<td>-1240</td>
<td>-1338</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>-629</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-577</td>
<td>-536</td>
<td>-512</td>
<td>-499</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>-1089</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-1073</td>
<td>-1062</td>
<td>-1055</td>
<td>-1051</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>-280</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-121</td>
<td>-3</td>
<td>-74</td>
<td>-113</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>-3489</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-5106</td>
<td>-2308</td>
<td>-2636</td>
<td>-2542</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>-1616</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>-1410</td>
<td>-1290</td>
<td>-1150</td>
<td>-1107</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>(n) 220 kV</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>294</td>
<td>(n) 380 kV</td>
<td>201</td>
<td>129</td>
<td>87</td>
<td>64</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Transaktionen</th>
<th>O-&gt;F</th>
<th>S-&gt;F</th>
<th>D-&gt;F</th>
<th>I-&gt;F</th>
<th>L-&gt;F</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>2832</td>
<td>3616</td>
<td>3061</td>
<td>-146</td>
<td>2627</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>-2367</td>
<td>-446</td>
<td>-2399</td>
<td>-929</td>
<td>-1966</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>-688</td>
<td>592</td>
<td>-1047</td>
<td>224</td>
<td>-1144</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>-753</td>
<td>-256</td>
<td>-606</td>
<td>-20</td>
<td>-504</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>-117</td>
<td>-62</td>
<td>-247</td>
<td>67</td>
<td>-698</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>-1468</td>
<td>-360</td>
<td>-45</td>
<td>-929</td>
<td>-496</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>-1320</td>
<td>-1664</td>
<td>-2094</td>
<td>-310</td>
<td>-2103</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>-1418</td>
<td>-1003</td>
<td>-1136</td>
<td>-340</td>
<td>-1562</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>337</td>
<td>34</td>
<td>60</td>
<td>-261</td>
<td>-288</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

*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
Resultate: Bestimmung von Grenzkapazitäten


<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>O-&gt;I</th>
<th>S-&gt;I</th>
<th>D-&gt;I</th>
<th>F-&gt;I</th>
<th>L-&gt;I</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>3534</td>
<td>4677</td>
<td>4345</td>
<td>4467</td>
<td>2547</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>26</td>
<td>1304</td>
<td>-511</td>
<td>-34</td>
<td>554</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;FR</td>
<td>1019</td>
<td>1566</td>
<td>770</td>
<td>4</td>
<td>1104</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;AT</td>
<td>-849</td>
<td>-361</td>
<td>-875</td>
<td>-698</td>
<td>-464</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;FR</td>
<td>90</td>
<td>-116</td>
<td>248</td>
<td>-1070</td>
<td>-88</td>
</tr>
<tr>
<td>DE-&gt;AT</td>
<td>-1668</td>
<td>-594</td>
<td>-126</td>
<td>-271</td>
<td>-550</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;FR</td>
<td>-748</td>
<td>-933</td>
<td>-1078</td>
<td>-1857</td>
<td>-487</td>
</tr>
<tr>
<td>IT-&gt;SI</td>
<td>-1290</td>
<td>-962</td>
<td>-1216</td>
<td>-1121</td>
<td>-1413</td>
</tr>
<tr>
<td>AT-&gt;SI</td>
<td>579</td>
<td>298</td>
<td>369</td>
<td>349</td>
<td>-140</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

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 Mittelfeld. 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.
Resultate: Bestimmung von Grenzkapazitäten

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Vor Ausserbetriebnahme</th>
<th>Nach Ausserbetriebnahme (max)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>BC auf Flowgate CH-&gt;IT für Transaktion S-&gt;I</td>
<td>5445 MW</td>
<td>5835 MW</td>
</tr>
<tr>
<td>BC auf Flowgate FR-&gt;IT für Transaktion F-&gt;I</td>
<td>3173 MW</td>
<td>3513 MW</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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)\textsuperscript{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

\textsuperscript{54} Persönliche Mitteilung, Juli 2007

In Anbetracht dieser Tatsachen kann folgende Überlegung angestellt werden: Anstatt Ländergrenzen als Flowgates zu definieren, könnte es vorteilhaft 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.


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.


<table>
<thead>
<tr>
<th>Flowgates</th>
<th>Streuung der PTDF auf Flowgate</th>
<th>Streuung der PTDF auf Leitungen</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CH-&gt;IT</td>
<td>4.40%</td>
<td>25.61% bis 43.02%</td>
</tr>
<tr>
<td>FR-&gt;IT</td>
<td>5.74%</td>
<td>40.94% bis 78.26%</td>
</tr>
<tr>
<td>CH-&gt;DE</td>
<td>6.80%</td>
<td>0.00% bis 132.31%</td>
</tr>
<tr>
<td>RO60719, Central South</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabelle 6-17: Streuung der PTDF durch toplogische 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.


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.
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 1 Ω 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

Kommt 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 1 Ω, während die Impedanz zwischen A und D über den Weg von ABCD insgesamt 3 Ωbeträgt. 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.](image)

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.](image)

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 wird\textsuperscript{55}. 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:

\begin{table}
\centering
\begin{tabular}{|l|c|c|c|}
\hline
 Variante & NTC AD & NTC CD & Max. Austausch AD \tabularnewline
\hline
 a) & 0 & 4/3 & 1 \tabularnewline
 b) & 1/3 & 3/3 & 4/3 \tabularnewline
 c) & 2/3 & 2/3 & 4/3 \tabularnewline
 d) & 3/3 & 1/3 & 4/3 \tabularnewline
 e) & 4/3 & 0 & 4/3 \tabularnewline
\hline
\end{tabular}
\caption{Tabelle 7-1: Max. Austausch AD nach NTC-Aufteilung, in MW.}
\end{table}

In der rechten Spalte "Max. Austausch AD" wird gezeigt, wie gross der Austausch zwischen A und D je nach Aufteilung des NTC-Profils 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

\textsuperscript{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 Marktgesehehen 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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Variante</th>
<th>Max. Austausch BD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>a)</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>b)</td>
<td>4/3</td>
</tr>
<tr>
<td>c)</td>
<td>4/3</td>
</tr>
<tr>
<td>d)</td>
<td>4/3</td>
</tr>
<tr>
<td>e)</td>
<td>1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 Betriebssituation 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Variante</th>
<th>NTC AD</th>
<th>NTC CD</th>
<th>Max. Austausch AD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>f)</td>
<td>0</td>
<td>2</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>g)</td>
<td>1/3</td>
<td>5/3</td>
<td>4/3</td>
</tr>
<tr>
<td>h)</td>
<td>2/3</td>
<td>4/3</td>
<td>5/3</td>
</tr>
<tr>
<td>i)</td>
<td>3/3</td>
<td>3/3</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>j)</td>
<td>4/3</td>
<td>2/3</td>
<td>5/3</td>
</tr>
<tr>
<td>k)</td>
<td>5/3</td>
<td>1/3</td>
<td>4/3</td>
</tr>
<tr>
<td>l)</td>
<td>2</td>
<td>0</td>
<td>1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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).
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 1 \(\Omega\). Abbildung 7-4 zeigt das neue Beispielnetz.

![Abbildung 7-4: Angepasstes Beispielnetz (Netzzweig BC).](image)

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.


7.1.5 NTC-Profile als flussbasierter Ansatz

Bei der Bildung eines NTC-Profils 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


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


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.

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.

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 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.


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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Kosten für Blackout auf dem Österreichischen Höchstspannungsnetz:</th>
<th>50 Millionen Euro pro Stunde</th>
</tr>
</thead>
</table>

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


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:

\[
P = [B] \times \theta
\]

\(P\) ist der Vektor der Leistungseinspeisungen in das Netz mit \(P_i\) als Einspeisung am Knoten \(i\), \(\theta\) ist der Vektor der Phasenwinkel mit \(\theta_j\) als Phasenwinkel am Knoten \(i\), und \([B]\) ist die Bus-Admittanz-Matrix, mit

\[
B(i,i) = \sum_j (1/x_{ij}) \quad \text{und} \quad B(j,i) = -1/x_{ij}
\]

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

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

\[
P' = [B'] \times \theta'
\]

und

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

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

\[
P_{Zweig} = [H] \times \theta'
\]
mit $\mathbf{P}_{\text{Zweig},k}$ als Lastfluss auf dem Zweig $k$ zwischen den Knoten $i$ und $j$ und

$H(k,i) = \frac{1}{x_{ji}}$, $H(k,j) = -\frac{1}{x_{ji}}$ sowie $H(k,m) = 0$ für $m \neq i, m \neq j$.

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

$$\mathbf{P}_{\text{Zweig}} = [\mathbf{H}] \times \mathbf{0}' = [\mathbf{H}] \times [\mathbf{B}']^{-1} \times \mathbf{P}' = [\mathbf{H}] \times [\mathbf{Z}] \times \mathbf{P}'$$

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-Matizen 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-Matizen sowie der Grenzkapazitäten ist in Visual Basic for Applications (VBA) geschrieben und beim Autor auf Anfrage erhältlich.