



***Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsbe-
rechnung (FBKB) in der CWE-Region gemäß Art. 15 Abs. 2
EU-VO 714/2009***

20. Oktober 2014

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung.....	4
2 Hintergründe und Projektverlauf	5
3 Qualitative und quantitative Vorteile des lastflussbasierten Kapazitätsmodells gegenüber der ATC-Methode	6
4 Detaillierte Beschreibung des Kapazitätsberechnungsmodells	9
4.1. Wesentliche Parameter.....	9
4.1.1. Auswahl der kritischen Zweige / Ausfälle	9
4.1.2. Maximalstrom auf kritischen Zweigen (I _{max})	11
4.1.3. Maximal möglicher Wirkleistungsfluss (F _{max})	11
4.1.4. Anpassungswert (FAV)	12
4.1.5. D2CF-Dateien	12
4.1.6. Netzstützende Gegenmaßnahmen (Remedial Actions)	15
4.1.7. Erzeugungsschlüssel (GSK).....	17
4.1.8. Sicherheitsmarge (FRM)	21
4.1.9. Import- / Exportbegrenzungen.....	23
4.2. Berechnungsprozess	25
4.3. Ausgangsdaten / Ergebnisse	28
4.4. Ableitung der Intraday Kapazitäten.....	30
5 Datenbereitstellung und Transparenz für die Marktparteien	31
5.1. Allgemeine Veröffentlichungen	31
5.2. Wesentliche tägliche Datenbereitstellung für die Marktparteien vor der Kapazitätsvergabe.....	32
5.3. Tägliche Datenbereitstellung für die Marktparteien nach Kapazitätsvergabe (nach Börsenclearing)	32
5.4. Zusätzliche ex-post Veröffentlichungen zu den kritischen Zweigen.....	33
5.5. Aggregierte Informationen zum D-2 Netzmodell	34

5.6. Ex-post Publikation der redundanten kritischen Zweige	34
5.7. Veröffentlichung von ATCs im Falle von expliziten Schattenauktionen.....	35
6 Monitoring	35
7 Anlage:	37
Beispiel zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung	37
8 Abkürzungsverzeichnis.....	38

1 Zusammenfassung

Mit dem vorliegenden Dokument beantragen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH gemäß Art. 15 Abs. 2 der EU-VO 714/2009 die Genehmigung zur Nutzung des nachfolgend beschriebenen Kapazitätsberechnungsverfahrens („Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung“ bzw. international „Flow based capacity calculation“, nachfolgend abgekürzt mit FBKB).

Dieses Kapazitätsberechnungsverfahren zur Engpassbewirtschaftung ist in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern in den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Luxembourg (CWE-Übertragungsnetzbetreiber) entwickelt worden und soll für die kurzfristige Kapazitätsermittlung an den Tagen D-2 und D-1 für den Erfüllungstag D zunächst an den CWE-Innengrenzen (Grenzen mit engpassbehafteten Interkonnektoren) Anwendung finden (D-NL, D-F, F-B, NL-B). Für diesen Zeitbereich, den Day-ahead-Zeitbereich, soll das neue Verfahren das bisher genehmigte und praktizierte ATC-Verfahren ersetzen.

Das nachfolgende Dokument fasst die wesentlichen Eingangsgrößen, Prozessschritte und Ausgangsgrößen der FBKB als Basis für eine formelle Genehmigung zusammen. Neben der Kapazitätsberechnung werden die Datenbereitstellung und Transparenz für Marktteilnehmer sowie das Monitoring durch die Regulierungsbehörden als weitere wesentliche genehmigungsrelevante Aspekte der Kapazitätsbewirtschaftung beschrieben.

Nach mehrjähriger Entwicklungszeit und aktuell mehr als einundzwanzig Monaten des externen Parallelbetriebs, sehen die deutschen ÜNB zusammen mit ihren internationalen Partnern das Verfahren als ausreichend erprobt und für den täglichen Betrieb einsetzbar an. Der tatsächliche Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist aktuell für den 31. März 2015 geplant. Dieser ist neben der formellen Genehmigung auch von der vollständigen Erfüllung der Inbetriebnahmekriterien abhängig.

Wie die nachfolgenden Kapitel aufzeigen, lassen sich die Vorteile gegenüber dem bisher praktizierten ATC-Verfahren wie folgt zusammenfassen:

- In der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung und Vergabe erfolgt die Aufteilung von Kapazitätsanteilen im vermaschten Übertragungsnetz zwischen Ländergrenzen marktgetrieben. Engpasskapazitäten können dort allokiert werden, wo sie den größten wirtschaftlichen Wohlfahrtseffekt zeigen.
- Auf Basis extrapolierter Ergebnisse des externen Parallelbetriebs (Januar bis Dezember 2013) sind Wohlfahrtsgewinne gegenüber dem aktuellen Kapazi-

tätsberechnungsverfahren in der CWE-Region von rd. 95 Mio. € pro Jahr möglich.

- Bei gleichbleibender Versorgungssicherheit und Risikostrategie der ÜNB schafft das Verfahren mehr Allokationsoptionen (sog. „Kapazitätsdomänen“).
- In den letzten Jahren kam es in der CWE-Region vermehrt zu unüblichen und extremen Marktverhalten. Die FBKB kann dazu beitragen, das Versorgungssicherheitsniveau auch für diese extremen Markt- und Netzsituationen konstant zu erhalten.
- Aus Sicht der ÜNB erhöht FBKB gegenüber dem heutigen ATC-Ansatz die Datenbereitstellung und Transparenz gegenüber den Marktparteien. Schon während des externen Parallelbetriebs konnte eine stetig steigende Marktakzeptanz im Rahmen der Projektkommunikation erkannt werden.
- Gegenüber dem bisher praktizierten Verfahren wurde die Koordinierung und Abstimmung zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern wesentlich gesteigert, Prozessschritte wurden formalisiert und standardisiert.

2 Hintergründe und Projektverlauf

Das Projekt zur Entwicklung eines neuen Kapazitätsberechnungsverfahrens geht zurück auf die Absichtserklärung des Pentalateralen Energieforums zur Kopplung der Märkte und Sicherung der Versorgungssicherheit im Jahr 2007. Als wichtigen Zwischenschritt hatten sich die Partner entschlossen, am 9. November 2010 eine ATC-basierte Marktkopplung einzuführen, da die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung zu diesem Zeitpunkt noch nicht ausgreift war.

Inzwischen ist intensiv an der Weiterentwicklung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung gearbeitet worden. Die Ergebnisse einer lastflussbasierten Marktkopplung, die im Testbetrieb seit Anfang 2013 parallel durchgeführt werden, zeigen im Durchschnitt signifikante Wohlfahrtsgewinne und höhere Preiskonvergenzen der stündlichen Börsenpreise gegenüber dem aktuellen ATC-Verfahren.

Projektverlauf im Überblick:

Designphase:

2008-2009: Design der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung.

2010: Experimentierphase zur Entwicklung einer Methode und Abschätzung der Ergebnisse einer lastflussbasierten Marktkopplung, mit der Entscheidung im November 2010, zunächst eine Marktkopplung auf Basis der bestehenden Kapazitätsberechnung (ATC-Verfahren) zu starten.

2011: Veröffentlichung der finalen Machbarkeitsstudie im Oktober 2011 nach intensivem Austausch mit den Interessenvertretern.

Implementierungsphase:

2012: Einigung auf wesentliche Punkte der Methode (Auswahl der kritischen Zweige, Bestimmung der FRM-Werte, örtliche Modellierung der Erzeugung (GSK)), Beginn des internen Parallelbetriebs.

2013: Wöchentliche Veröffentlichung der Ergebnisse des externen Parallelbetriebs (seit Februar), Durchführung einer Konsultation mit den Marktparteien, Übermittlung einer Dokumentation an die Regulatoren als internationale Genehmigungsbasis.

2014: Tägliche Veröffentlichung der Ergebnisse des externen Parallelbetriebs (seit Februar), finale Modifizierung der Systeme, Training aller Prozessbeteiligten, Konsultation der CWE-Regulierungsbehörden im Juni, Entscheidung der Projekts, die Inbetriebnahme aufgrund der kritischen Erzeugungssituation in Belgien auf Ende März 2015 verlegen.

Während der gesamten Projektphase ist die Entwicklung im Rahmen von Expert Meetings intensiv von den CWE-Regulierungsbehörden und somit der Bundesnetzagentur begleitet worden. Ergebnisnotizen dieser Expert Meetings wurden den Marktparteien zugänglich gemacht. Ferner ist der Markt im Rahmen von User Group Meetings und Marktforen über den jeweils aktuellen Projektstand informiert worden.

3 Qualitative und quantitative Vorteile des lastflussbasierten Kapazitätsmodells gegenüber der ATC-Methode

Qualitative Vorteile:

Die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung hat gegenüber dem klassischen ATC-Verfahren mehrere methodische Vorteile. Die FB-Methode ist **genauer als die**

ATC-Methode, da die freie Kapazität nicht pro Grenze sondern pro kritischem Zweig bestimmt wird. Kritische Zweige sind Betriebsmittel im Übertragungsnetz (Leitungen oder Transformatoren), auf denen es bei Normalbetrieb oder Ausfall eines oder mehrerer anderer Betriebsmittel zu Überlastungen (n-1)-Verletzungen kommt. Die Genauigkeit spiegelt sich u.a. in den **detaillierten Eingangsgrößen** wieder, die bei FBKB verwendet werden (bei ATC werden weniger Informationen verwendet). Für die Bestimmung der wesentlichen Parameter gibt es zwischen den CWE-ÜNB erprobte und **abgestimmte Methoden und Richtlinien**. Ein wesentlicher Vorteil von FBKB gegenüber ATC ist die **Berechnung der Sensitivitäten** (PTDF / Wirkleistungsübertragungsfaktoren) für jeden kritischen Zweig. Mit dieser Information, die unter ATC nicht vorhanden ist, lassen sich die Auswirkungen von Austausch zwischen den Gebotszonen auf die Belastung der kritischen Zweige viel genauer vorhersagen. Dies ermöglicht eine **bessere Ausnutzung des Netzes**, ohne das Risiko von n-1 Verletzungen zu erhöhen.

Die **leitungsscharfe Betrachtung** unter FBKB ist somit **näher an der physikalischen Realität** der tatsächlichen Lastflüsse (ATC zielt eher auf Fahrpläne ab). Sie ermöglicht zudem den **gezielteren Einsatz von Remedial Actions** (Netzstützende Gegenmaßnahmen wie Schaltmaßnahmen, Trafostufungen oder sogar Redispatch) bei der Kapazitätsberechnung, um die Übertragungskapazitäten zu optimieren.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil von FBKB gegenüber ATC ist die Höhere **Koordination bei der Berechnung** der Parameter: Unter ATC werden Kapazitäten nur bilateral bestimmt mit abschließender koordinierter Extremwertberechnung (sog. „16-corner Prozess“), wobei der gleichzeitige Austausch mit dritten Marktgebieten nicht explizit betrachtet werden kann. FB hingegen betrachtet alle Handelsmöglichkeiten und daraus resultierende Lastflüsse in einer Region gleichzeitig. In Kombination mit den PTDFs ergibt sich somit auch eine **bessere Kontrolle von Transit- und Loop-Flows**. Außerdem sieht das FB Verfahren eine **gemeinsame Berechnung** der Übertragungskapazitäten vor: Alle beteiligte ÜNBs erstellen ihre Eingangsdaten nach abgestimmter Methodik und übermitteln diese einem zentralen Algorithmus. Somit herrscht **mehr Transparenz** zwischen den Partnern, was einen **erhöhten Grad an Koordination** ermöglicht (z.B. Optimierung der Querreger in der CWE-Region).

Neben dem erhöhten Detailgrad von FBKB ergibt sich auch noch der Vorteil, dass FBKB **keine Aufteilung der Kapazitäten** zwischen zwei Grenzen vorschreibt, was unter ATC der Fall ist. Die Aufteilung der Kapazitäten an verschiedene Grenzen und die danach folgende Allokation erfolgen rein marktpreisgetrieben.

Grundsätzlich ist die Nutzung des ATC Verfahrens in der CWE Region ohnehin zu überarbeiten, da der aktuelle Entwurf des **ENTSO-E Network Code CACM für stark vermaschte Gebiete ein FB-Verfahren vorsieht**. Außerdem ist die aktuelle C-Funktion nur parametrisiert auf die Windeinspeisung in Deutschland, wohingegen die mittlerweile auch bedeutende PV-Einspeisung nicht berücksichtigt wird. Die aktuelle **C-Funktion ist also ungenauer**, was an manchen Tagen zu unnötigen Einschränkungen für den Markt führen könnte oder an anderen Tagen das Risiko für die ÜNBs erhöht. Des Weiteren wird in der jetzigen Koordinierungsphase (16-Corner-Check) lediglich überprüft, ob die gemeldeten ATCs eingehalten werden können – es kann im Zuge des 16-Corner-Checks also niemals zu einer Erhöhung der gemeldeten ATCs kommen. Das aktuelle **ATC-Verfahren sieht keine vollständige Optimierung der Übertragungskapazitäten** vor. Es geht beim 16-Corner-Check lediglich darum, zu überprüfen, ob die zuvor bilateral bestimmten NTCs in der CWE Region gleichzeitig realisierbar sind ohne ein zu hohes Sicherheitsrisiko für die ÜNBs darzustellen.

Auch hinsichtlich der Erweiterung um weitere Grenzen hat FBKB Vorteile gegenüber dem heutigen Verfahren, da der derzeit angewandte **16-Corner-Check praktisch nicht erweiterbar ist**. Eine Einbeziehung weiterer Länder bzw. Regionen in die FBKB ist machbar und konzeptionell vorgesehen.

Quantitative Vorteile:

Basierend auf den ersten zwölf Monaten des externen Parallelbetriebs (2013) wurde eine ausführliche Studie zu den ökonomischen Auswirkungen des lastflussbasierten Market Couplings durchgeführt. Die Studie weist u.a. für die Region CWE einen zusätzlichen Wohlfahrtsgewinn in Höhe von ca. 95 Millionen Euro pro Jahr aus, verglichen mit dem aktuell angewandten ATC-Market Coupling (Hochrechnung des Wohlfahrtsgewinns auf Basis des externen Parallelbetriebs in 2013). Überdies konnte gezeigt werden, dass FBKB besondere Vorteile an Tagen mit extremem Marktverhalten hat. Als ein Beispiel sei an dieser Stelle das Marktverhalten am 9. Februar 2012 mit Extrempreisen in Frankreich hervorgehoben. Diese hätten mit FBKB auf ein Viertel begrenzt werden können.

Als weiteres explizites Beispiel sei auf die negativen Preise Weihnachten 2012 hingewiesen. Unter Anwendung von FBKB hätte für den 25.12.2012 der mittlere Stundenpreis signifikant von rd. -90€/MWh auf rd. -2 €/MWh begrenzt werden können.

4 Detaillierte Beschreibung des Kapazitätsberechnungsmodells

4.1. Wesentliche Parameter

Zur Berechnung des lastflussbasierten Lösungsraumes (der sog. FB-Domäne) müssen die ÜNB einige Elemente festlegen, die als Eingangsgrößen für das Modell verwendet werden. Nachfolgende Einflussgrößen müssen vorab bestimmt werden:

- Kritische Zweige / Ausfälle
- Maximalstrom (I_{max}) auf kritischen Zweigen bzw. maximal möglicher Wirkleistungsfluss (F_{max})
- D2CF-Dateien, Referenzprogramme
- Netzstützende Gegenmaßnahmen (RA)
- Erzeugungsschlüssel (GSK)
- Sicherheitsmarge (FRM)
- Import- / Export-Begrenzungen: Besondere Begrenzungen in Ergänzung zu den zu kritischen Zweigen

4.1.1. Auswahl der kritischen Zweige / Ausfälle

Ein kritischer Zweig ist ein Netzelement, das spürbar durch den grenzüberschreitenden Stromhandel in der CWE-Region beeinflusst wird. Dieses wird unter verschiedenen betrieblichen Bedingungen überwacht, den sogenannten kritischen Ausfällen. Die kritischen Zweige / kritischen Ausfälle (kZA) werden durch jeden CWE-ÜNB für sein eigenes Netzgebiet nach abgestimmten Regeln festgelegt. Ein kritischer Zweig kann sein:

- Eine Leitung (grenzüberschreitend oder intern) oder ein Transformator, der maßgeblich durch den grenzüberschreitenden Handel beeinflusst wird.
- Eine „betriebliche Situation“: normal (N) oder kritisch (N-1, N-x, z.B. Ausfall einer Sammelschiene – abhängig von Risikorichtlinien des ÜNB)

Kritische Ausfälle können für alle kritischen Leitungen bestimmt werden. Ein kritischer Ausfall kann sein:

- Auslösung einer Leitung, eines Kabels oder Trafos
- Auslösung einer Sammelschiene

- Ausfall einer Erzeugungseinheit
- Ausfall einer (wesentlichen) Last
- Ausfall mehrerer Netzelemente

Auswahlprozess für kritische Zweige / Ausfälle

Die Festlegung der kritischen Zweige / Ausfälle (kZA) basiert auf dem Einfluss des grenzüberschreitenden Stromhandels in der CWE-Region auf die entsprechenden Netzelemente und berücksichtigt teilweise zusätzlich operative Erfahrung.

Kuppelleitungen zwischen Marktgebieten werden grundsätzlich als kZA betrachtet. Als weiteres Entscheidungskriterium für die kZA Auswahl werden die Sensitivitäten (PTDFs) herangezogen.

Diese geben den Einfluss der Handelssaldos der CWE-Gebotszonen auf die kritischen Zweige wieder (Beispiel auch siehe Kapitel 4.3). Beträgt die PTDF für den Austausch zwischen zwei CWE-Marktgebieten auf ein kZA 0,1, bedeutet dies, dass die Änderung des Austausches zwischen den Marktgebieten einen Einfluss von 10% auf den kritischen Zweig hat – eine Erhöhung der Produktion um 1 MW bewirkt also eine Mehrbelastung von 0,1 MW auf dem kZA. In eng vermaschten Gebieten wie CWE können im Prinzip jedem Netzelement PTDFs für Änderungen in allen Marktgebieten zugeordnet werden, weshalb die Auswahl auf die für den grenzüberschreitenden Handel wesentliche begrenzt wird. Der Schwellenwert für die Berücksichtigung beträgt 5%.

Der Grenzwert von 5% gilt für alle CWE ÜNBs und wurde in einer separaten Voruntersuchung festgelegt. Dabei wurde folgende Idee zu Grunde gelegt: Je höher der Grenzwert ist, desto weniger kZAs werden zur Berechnung der FB Domäne verwendet, was letztendlich zu einer potentiellen Vergrößerung der FB Domäne führt. Je größer die FB Domäne, desto mehr Austausch ist zwischen den CWE Ländern möglich. Dies führt auch zu erhöhten Lastflüssen auf den Leitung und zu erhöhten Risiko von N-1 Verletzungen. In der Untersuchung der CWE ÜNBs wurde nun die FB Domäne unter sukzessiver Erhöhung des Grenzwertes (beginnend mit 0%) berechnet und auf Sicherheit überprüft. Dabei stellte sich heraus, dass die FB Domäne, die mit einem Grenzwert von über 5% berechnet wurde, zu so großen Lastflüssen führt, dass für die ÜNBs inakzeptable N-1 Verletzungen auftreten.

Während der Berechnung der lastflussbasierten Parameter wird ein Vorprozess durchgeführt, der sämtliche kZA auf Einhaltung der vordefinierten Bedingungen prüft und bei Nichteinhaltung warnt. Der betroffene ÜNB muss dann entscheiden, ob er den kZA in der kZA-Datei belässt oder ausschließt. Auch wenn vorgesehen ist, dass kZA nicht berücksichtigt werden, deren Sensitivität den Schwellenwert nicht überschreiten, kann der ÜNB entscheiden diese in der kZA-Datei zu belassen, muss dies aber gegenüber den anderen ÜNB begründen. Auch die CWE-Regulatoren werden hierüber informiert.

4.1.2. Maximalstrom auf kritischen Zweigen (I_{max})

Der maximal zulässige Strom (I_{max}) ist der physikalische Grenz- bzw. Bemessungswert eines kritischen Zweiges, der durch den jeweiligen ÜNB gemäß dessen betrieblichen Bestimmungen ermittelt wird. I_{max} ist die physikalische (thermische) Begrenzung des kritischen Zweiges in Ampere. Eine Ausnahme kann erfolgen, soweit die Einstellung der Schutzeinrichtung einen besonderen Wert bei der temporären Überlastung vorgibt. Da thermische Begrenzung und die Einstellung der Schutzeinrichtung in Abhängigkeit der Wetterverhältnisse schwanken können, wird I_{max} i.d.R. zumindest je Jahreszeit festgelegt. Zusätzlich kann er auch bei jahreszeituntypischen Temperaturschwankungen angepasst werden.

Sicherheitsreserven reduzieren I_{max} nicht, weil diese Margen bei der Berechnung der kritischen Ausfälle durch die Sicherheitsmargen (Flow Reliability Margin (FRM)) berücksichtigt werden (FRM, siehe Kapitel 4.1.8).

4.1.3. Maximal möglicher Wirkleistungsfluss (F_{max})

Der Wert F_{max} beschreibt den maximal möglichen Wirkleistungsfluss auf einem kritischen Zweig in MW. Dieser ergibt sich durch die Formel:

$$F_{\max} = \sqrt{3} * I_{\max} * U * \cos(\varphi) / 1000 [MW]$$

Dabei ist I_{max} der maximal mögliche Dauerstromfluss (in A [Ampere]) für einen kritischen Zweig (vgl. Kap 4.1.2). Der Blindleistungsfaktor cos(φ) wird im Rahmen der Modellgenauigkeit und der Vereinfachung auf 1 gesetzt und U [kV] ist ein fester Wert für jeden kritischen Zweig entsprechend seiner Spannungsebene.

4.1.4. Anpassungswert (FAV)

In sehr speziellen Fällen, in denen die FBKB-Methodik die betriebliche Erfahrung oder die besonderen Umstände einer Situation nicht abbilden kann, wird der Anpassungswert (Final Adjustment Value - FAV) vom ÜNB verwendet. Durch den FAV wird ganz gezielt die verbleibende verfügbare Marge (remaining available margin – RAM) eines kritischen Zweiges erhöht oder verringert. Positive FAV-Werte [MW] reduzieren die verfügbare Marge eines kritischen Zweiges, während negative Werte sie erhöhen. Die Nutzung wird restriktiv gehandhabt und unterliegt einem Monitoring der Regulierungsbehörden (siehe Kapitel 6).

Negative FAV Werte werden von einem ÜNB dann gesetzt, wenn er eine netzstützende Gegenmaßnahme zur Vergrößerung der FB Domäne hat, die aber nicht explizite im FB Verfahren modelliert werden kann.

Positive FAV Werte können vom ÜNB gesetzt werden, wenn Sicherheitsbetrachtungen, die im FB Verfahren nicht direkt integriert sind, eine Reduktion der FB Domäne erfordern. Dazu gehört z.B. die Spannungshaltung, die im FB-Verfahren nicht abgedeckt werden kann.

4.1.5. D2CF-Dateien

Die beteiligten ÜNB erstellen für ihre Übertragungsnetze eine Engpassvorschau zwei Tage im Voraus (2-Days Ahead Congestion Forecast – D2CF). Die D2CF-Dateien sind die beste Abschätzung über den Zustand des Übertragungsnetzes in CWE für den Tag D. Sie enthalten die Netztopologie, knotenscharfe Last und Einspeisungen, technische Parameter und andere Informationen. Für jede Stunde des Zieltages D wird ein D2CF Datensatz erstellt.

Jeder CWE ÜNB erstellt für sein Übertragungsnetzgebiet die D2CF-Dateien mit folgenden Größen:

- Bestmögliche Abschätzung des Netto-Austauschprogramms
- Bestmögliche Abschätzung der Austauschprogramme auf den Gleichstromkabeln
- Bestmögliche Abschätzung von geplanten Netzabschaltungen einschließlich der Vorhersage von überlasteten Leitungen und der Topologie des Netzes an D-2
- Bestmögliche Abschätzung der Netzlast

- Bestmögliche Abschätzung der Erzeugung aus dem EEG zuzuordnenden Energiequellen, z.B. Wind- und Solarstromerzeugung
- Bestmögliche Abschätzung der Nichtverfügbarkeit von Erzeugungseinheiten, basierend auf den jüngsten vorliegenden Informationen
- Bestmögliche Abschätzung der Produktion der Erzeugungseinheiten, basierend auf deren geplanten Revisionen, der vorhergesagten Last und des vorhergesagten Austauschprogrammes.
- Die Querregler (Phase-Shifting Transformer – PST) befinden sich grundsätzlich in Neutralstellung; hiervon kann in begründeten Fällen abgewichen werden.

Für jedes Zeitintervall muss die lokale/ÜNB-spezifische D2CF-Datei in Bezug auf Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sein, in Übereinstimmung mit dem vorhergesagten Austauschprogramm. Entsprechend der Merging-Regeln (s. Kapitel 4.2.1) werden die D2CF-Dateien aller CWE-ÜNBs und 50Hertz mit den Dateien der Engpassvorschau D-1 (Day-Ahead Congestion Forecast - DACF) von Nicht-CWE-ÜNBs zusammengeführt, um das Basisszenario zu erhalten. Es ist mittelfristig geplant, auch die D2CF-Dateien der APG zu integrieren.

Individuelles Vorgehen:

Amprion:

Für jeden Tag D erstellt Amprion 24 D2CF-Dateien. Diese D2CF-Dateien beschreiben bzw. prognostizieren die Erzeugungs-, Last- und Netzsituation am Tag D möglichst genau. Die Basis für eine D2CF-Datei ist die Netzsituation an einem Referenztag. Um einen geeigneten Referenztag zu finden, werden zuerst eine Windprognose, eine PV-Prognose und eine Lastprognose für den Tag D erstellt. Diese Prognosen werden mit Profilen aus der Vergangenheit verglichen und der Tag mit dem geeignetsten Profil wird als Referenztag ausgewählt.

Jeder D2CF Datensatz basiert auf aktuellen Momentaufnahmen/Schnappschüssen. Hier werden zunächst alle abgeschalteten Leitungen zugeschaltet, um wiederum die geplanten Abschaltungen für den Tag D einzubauen.

Im nächsten Schritt werden die Wind-, Last- und Solarprognose in die D2CF-Datei eingefügt.

Anschließend wird der Kraftwerksfahrplan vom zuvor definierten Referenztag im Datensatz eingebaut. Abschließend wird die resultierende Nettoposition an die des Referenztages angepasst, wobei die Abweichungen mittels GSKs verteilt werden.

Zusammenfassend werden Amprions D2CF-Daten in 6 Schritten erstellt:

1. Definition eines geeigneten Referenztages
2. Erstellung einer Momentaufnahme („Snapshot“) als topologische Grundlage für den D2CF
3. Einfügung der Topologie des Werktages
4. Einfügung der Wind-, Last- und Solarvorhersage
5. Anpassung des Kraftwerkparcs und Nettoposition von Amprion
6. Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird mittels GSKs verteilt

TransnetBW (TNG)

D2CF-Dateien werden in folgenden Schritten ausgearbeitet:

- Auswahl einer geeigneten Momentaufnahme (jüngster verfügbarer Arbeitstag für einen Arbeitstag, vorangegangenes Wochenende für ein Wochenende) als Basis
- Anpassung der Topologie auf Basis von Informationen des lokalen Systems zur Planung von Nichtverfügbarkeiten (einschließlich Wartungszeiten von Kraftwerken).
- Anpassung der Kraftwerkseinspeisung an die verfügbaren Kraftwerksfahrpläne. Für Erzeugung ohne verfügbare Fahrpläne erfolgt die Anpassung an die Fahrpläne des Referenztages.
- Anpassung der Flüsse an Verteilnetzbetreiber durch Berücksichtigung der Prognose der Last und Einspeisung der Erneuerbaren.
- Nachdem alle Änderungen vorgenommen wurden werden die erstellten Dateien auf Konvergenz geprüft.
- TransnetBW schickt den D2CF an Amprion zum deutschen Pre-Merging damit dort der D2CF für den deutschen Kontrollblock gebildet werden kann.

TenneT TSO GmbH (TTG):

Die Erzeugung der D2CF Daten beginnt bei TTG nachdem die Vortagesfahrpläne bekannt sind.

Im ersten Schritt wird ein Datensatz mit den Schaltzuständen erstellt, welche im Rahmen der Abschaltplanung für den Ausführungstag erwartet werden. Die Querregler werden auf neutrale Position gestellt.

Im zweiten Schritt werden die Wirkleistungsbilanzen aller Netzknoten auf den Erwartungswert angepasst:

- Kuppelstellen zum unterlagerten Netz beschreibt TTG mittels D-2 Vorhersagen für Erneuerbare Energien, z.B. Wind- und Solarenergie, sowie für Netzlast.
- Direkt angeschlossene Erzeugungseinheiten beschreibt TTG zunächst unter Nutzung vorhandener Kraftwerkseinsatzplanungsdaten. Bei Bedarf wird nach dem Merit-Order Verfahren das Netto-Austauschprogramm der TTG-Regelzone auf eine D-2 Vorhersage des Netto-Austauschprogramms eingestellt.

Abschließend werden qualitative Überprüfungen durchgeführt (z.B. Konvergenz, Spannung, Wirk- und Blindleistung).

TTG schickt den TTG D2CF (gemeinsam mit dem TTG GSK) an Amprion zum deutschen Pre-Merging damit dort der D2CF für den deutschen Kontrollblock gebildet werden kann.

Grundsätzlich haben somit die deutschen ÜNBs die gleiche Vorgehensweise bei der D2CF-Erstellung. Ein Referenzdatensatz dient als Grundlage. Danach werden aktuelle Informationen (z.B. Abschaltplanung) und Vorhersagen (z.B. Erzeugungsstruktur und Last) eingebaut. Die lokalen Implementierungen sind von ÜNB zu ÜNB etwas unterschiedlich. Es ist sichergestellt, dass die einzelnen Datensätze beim Merging konsistent zusammengefügt werden.

4.1.6. Netzstützende Gegenmaßnahmen (Remedial Actions)

Während der Berechnung der FB-Parameter berücksichtigen die CWE ÜNB mögliche netzstützende Gegenmaßnahmen (Remedial Actions - RA), um die Netzsicherheit zu gewährleisten oder die FB-Domäne zu optimieren. Hierbei werden explizite und implizite Remedial Actions unterschieden:

Explizite (physikalische) Remedial Actions können sein

- Änderung der Einstellung eines Querreglers
- Maßnahmen in der Netztopologie: Zu- oder Abschalten einer Leitung, eines Kabels, eines Transformatoren, Umschaltungen
- Vorbeugender Redispatch-Einsatz: Änderung der Einspeisung einzelner Kraftwerke oder einer Last.

Implizite Remedial Actions werden verwendet, wenn mit expliziten Remedial Actions keine Änderung des Lastflusses bzw. Entlastung der kritischen Zweige erreicht werden kann, oder falls es Remedial Actions gibt, die nicht explizit beschrieben werden können. In diesem Fall wird der FAV (vgl. Kap. 4.1.4) als Abhilfemaßnahme genutzt. Hierbei werden die Übertragungsmargen RAM der kritischen Zweige reduziert bzw. erhöht.

Die expliziten Maßnahmen werden vor der Berechnung der Lastflussparameter in die Netztopologie integriert; die Auswirkung auf die kritischen Zweige wird somit direkt berücksichtigt.

Der Einfluss von impliziten Remedial Actions wird von den ÜNB im Voraus abgeschätzt und über den Faktor des FAV berücksichtigt, der die verfügbare Spanne eines kritischen Zweiges auf einen konkreten Wert ändert.

Jeder ÜNB bestimmt die zur Verfügung stehenden Remedial Actions für seine Regelzone. Grenzüberschreitende Remedial Actions werden dort berücksichtigt, wo man sich zuvor auf gemeinsame Verfahren (z.B. bestimmte Einstellung an den CWE-Querreglern) oder auf explizite Verträge (wie im ATC-Verfahren) geeinigt hat.

Der Zweck von Remedial Actions ist somit die Gewährung der Versorgungssicherheit, ohne den lastflussbasierten Lösungsraum (FB-Domäne) ggf. einschränken zu müssen. Als Minimalziel wird hierbei mindestens ein FB-Lösungsraum sichergestellt, der die in den Langfristauktionen vergebenen Kapazitäten garantiert.

Da einige Remedial Actions einen spürbaren Einfluss auf benachbarte Netze haben, müssen diese abgestimmt werden. Die zwischen den ÜNB abgestimmten Richtlinien zur Anwendung der Remedial Actions beinhalten, dass die in der Datei der kritischen Zweige genannten Maßnahmen während des täglichen Lastflussprozesses in der Qualifizierungs- und Bestätigungsphase geändert werden können (z.B. im Ergebnis der Abstimmung zum Querreglereinsatz).

Folgende explizite Remedial Actions können aus technischer Sicht verwendet werden:

- Änderung der Stufenstellung von Querreglern
- Topologische Maßnahmen: Änderung des Sammelschienenbetriebs und Öffnen/Schließen von Leitungen
- Redispatch (verursacht Kosten)

Die deutschen ÜNBs verwenden keine Kosten verursachenden expliziten RAs wie z.B. Redispatch.

Einige RAs haben einen Einfluss auf das Netz der Nachbar-ÜNBs (dies gilt besonders für die Querregler). Daher wird deren Verwendung zwischen den betroffenen ÜNBs abgestimmt (Koordination).

4.1.7. Erzeugungsschlüssel (GSK)

Der Erzeugungsschlüssel (Generation Shift Key – GSK) simuliert, wie die Änderung des Austauschaldos einer Gebotszone sich auf die entsprechenden Erzeugungseinheiten verteilt. Folglich beinhaltet er die Beziehung zwischen der Änderung des Austauschaldos eines Marktgebietes und der Änderung der Erzeugung sämtlicher relevanter Einheiten innerhalb des gleichen Gebietes.

Jeder ÜNB legt den GSK für seine Regelzone unter Berücksichtigung der Besonderheiten seines Übertragungsnetzes fest. Individuelle GSK können zusammengefasst werden, wenn ein Marktgebiet mehrere Regelzonen enthält (Deutschland).

Der GSK beabsichtigt grundsätzlich, dass Spotmarktpreis-getriebene Erzeugungsverhalten von Kraftwerken bestmöglich nachzubilden, um somit den physikalischen Einfluss auf die kritischen Zweige berechnen zu können. Dieser Ansatz beinhaltet folgende Kraftwerkstypen: Gas/Öl, Wasser und Steinkohle. Die ÜNB werden zusätzlich weniger flexible Erzeugung (z.B. Kernkraftwerke, Braunkohle) nur einbeziehen, wenn ansonsten nicht ausreichend flexible Erzeugung vorliegt.

Die GSK Datei beinhaltet eine Liste der relevanten Erzeugungseinheiten. Jeder Erzeugungseinheit wird ein Faktor (GSK-Wert) zugewiesen. Ein Wert von 0,05 für eine Erzeugungseinheit bedeutet, dass bei einer Änderung des Austauschaldos des Marktgebietes 5% der Änderung durch diese Einheit realisiert werden. Prinzipiell kann der GSK stündlich variieren.

Gesamtdeutscher GSK

Die deutschen ÜNB erzeugen eine einzige GSK-Datei für das gesamte deutsche Marktgebiet. Da sich die Erzeugungsstruktur bei jedem deutschen ÜNB unterscheidet, wurde ein Ansatz entwickelt, der eine Zusammenführung zu einem gesamtdeutschen GSK ermöglicht.

Jeder deutsche ÜNB liefert eine Referenzdatei für Werkzeuge, Feiertage und Wochenenden. Innerhalb der Referenzdatei werden die Erzeugungseinheiten aufgezählt (mit Bezeichnung des Einspeiseknotens im UCTE-Format) gemeinsam mit ihrem erwarteten Anteil innerhalb des jeweiligen Netzbereichs für die unterschiedlichen Zeiträume. So liefert jeder deutsche ÜNB innerhalb der Referenzdatei die erwartete Aufteilung der Erzeugung in seinem Netz, die in Summe 1 bzw. 100% ergibt.

Ein Beispiel: Die Referenzdatei des ÜNB A für einen Werktag:

00:00 – 07:00:

KW A (Steinkohle)	0,3
KW B (Steinkohle)	0,3
KW C (Gas)	0,1
KW D (Wasser)	0,2
KW E (Wasser)	0,1

07:00 – 23:00

KW C (Gas)	0,3
KW D (Wasser)	0,5
KW E (Wasser)	0,2

23:00 – 24:00:

KW B (Steinkohle)	0,2
KW C (Gas)	0,3
KW D (Wasser)	0,4
KW E (Wasser)	0,1

Im Prozess der deutschen GSK-Zusammenführung wird eine typische GSK-Datei für jeden Tag erstellt. Die individuellen GSK werden beim Zusammenführen mit einem ÜNB-spezifischen Faktor gewichtet (z.B. TNG ca. 14%, TTG ca. 32 %,

Amprion ca. 34,5%, 50HzT ca. 19,5%). Die Summe der Faktoren ergibt wieder 100%.

Beispiel: Bei Verwendung obiger Referenz-Datei und der Annahme, dass ÜNB A TNG ist (Faktor 14%) führt dies zu folgenden TNG-Anteilen in der verknüpften deutschen GSK-Datei:

00:00 – 07:00:

KW A (Steinkohle)	$0,3 * 0,14 = 0,042$
KW B (Steinkohle)	$0,3 * 0,14 = 0,042$
KW C (Gas)	$0,1 * 0,14 = 0,014$
KW D (Wasser)	$0,2 * 0,14 = 0,028$
KW E (Wasser)	$0,1 * 0,14 = 0,014$

07:00 – 23:00

KW C (Gas)	$0,3 * 0,14 = 0,042$
KW D (Wasser)	$0,5 * 0,14 = 0,070$
KW E (Wasser)	$0,2 * 0,14 = 0,028$

23:00 – 24:00:

KW B (Steinkohle)	$0,2 * 0,14 = 0,028$
KW C (Gas)	$0,3 * 0,14 = 0,042$
KW D (Wasser)	$0,4 * 0,14 = 0,056$
KW E (Wasser)	$0,1 * 0,14 = 0,014$

Individueller Beitrag der deutschen ÜNB

TransnetBW:

Eine interne Auswertung für 2012 ergab als Auffälligkeit eine saisonale Abhängigkeit der Verfügbarkeit von Kraftwerken. Um dies abzubilden, wird der GSK wie nachfolgend beschrieben für jede Jahreszeit aktualisiert.

Die Verfügbarkeit der Kraftwerke für Werkstage, Wochenenden wird bestimmt durch die Jahreszeit und wird differenziert weiterhin zwischen Peak- und Off-Peak Stunden:

Koeffizient Kraftwerk

$$= \frac{\text{Verfügbares Leistungsvermögen Kraftwerk } i}{\sum \text{Verfügbares Leistungsvermögen Kraftwerke in der TNG – Regelzone}}$$

Im Winter und Frühjahr erfolgt keine Unterscheidung zwischen Peak- und Off-Peak, da Steinkohlekraftwerke entweder einspeisen oder nicht in Betrieb sind. Der GSK wird deshalb nur für Wasserkraftwerke erstellt.

In der Sommersaison gibt es eine Unterscheidung zwischen Werktag und Wochenende: An Werktagen ist für Off-Peak Stunden gewöhnlich nur ein Steinkohlekraftwerk verfügbar und dieses wird im GSK berücksichtigt. Für die übrige Zeit wird der GSK nur für Wasserkraftwerke erstellt.

Im Herbst sind für die Peak-Stunden (Wochenende und Werktag) nur die Wasserkraftwerke verfügbar. Für die Off-Peak-Stunden werden die Steinkohlekraftwerke, die Möglichkeiten zur Erzeugung haben, dem GSK hinzugefügt.

Amprion:

Amprion hat einen monatlichen Prozess eingerichtet, um den Erzeugungsmarkt möglichst genau abzubilden. In diesem Prozess prüft Amprion z.B. ob ein neues Kraftwerk ans Netz genommen wurde oder ob ein Block aufgrund von Wartungsarbeiten nicht einsatzbereit ist. Entsprechend dem monatlichen Wechsel aktualisiert Amprion seinen GSK.

Gewöhnlich betrachtet Amprion nur Mittel- und Spitzenlastkraftwerke als für den GSK relevant. Darum sind Grundlastkraftwerke wie Kern- und Braunkohlekraft für den GSK nicht relevant. Daraus folgend berücksichtigt Amprion nur die folgenden Kraftwerksarten: Steinkohle, Gas und Wasserkraftwerke. Aus Sicht von Amprion nehmen nur diese Kraftwerke an einer sich ändernden Produktion auf Basis des Spotmarkteinflusses teil. Alle Blöcke, die als für den GSK relevant gelten, haben den gleichen GSK-Faktor.

TenneT TSO GmbH (TTG):

Ebenso wie Amprion berücksichtigt TTG nur Mittel- und Spitzenlastkraftwerke für den GSK. Dies beinhaltet folgende Arten von Kraftwerken: Kohle, Gas, Öl und Wasser. Kernkraftwerke werden im Voraus ausgeschlossen.

Um den TTG-GSK zu bestimmen, wurde eine statistische Auswertung des Verhaltens von nichtnuklearen Kraftwerken gemacht mit dem Ziel, das Verhalten der

Erzeugungseinheiten zu beschreiben. Nur die Kraftwerke, deren Einspeisung durch den Marktpreis bestimmt ist, werden in den GSK aufgenommen. Diese Liste wird regelmäßig aktualisiert. Alle Blöcke, die als für den GSK relevant beschrieben wurden, haben den gleichen GSK-Faktor.

4.1.8. Sicherheitsmarge (FRM)

Die FBKB weist Ungenauigkeiten in den prognostizierten Eingangsgrößen und der Modellierung. Diese Unsicherheiten werden statistisch quantifiziert (Abbildung) und vor dem Kapazitätsvergabeprozess in Ansatz gebracht. Somit wird verhindert, dass technisch zulässige Maximalflüsse auf Betriebsmitteln überschritten werden.

Die Unsicherheiten werden für jeden kZA einzeln bestimmt, was zur sogenannten Flow Reliability Margin (FRM) führt. Bei der Berechnung der RAM wird die FRM vom Fmax-Wert jedes kZA abgezogen (vgl. Kap. 4.1.1. und 4.1.3).

Im Folgenden wird die FRM Berechnung beschrieben:

Die wesentliche Idee hinter der FRM-Bestimmung ist es, durch eine statistische Analyse Unsicherheiten zu quantifizieren, indem das Lastflussmodell mit Beobachtungen bzw. Messungen im operativen Betrieb verglichen wird. Damit wird der Basisfall (gemergter D2CF Datensatz), der die Basis der Berechnung der Lastflussparameter am Tag D-2 ist, mit einer Momentaufnahme des Übertragungssystems am Tag D verglichen (Snapshots, SN). Der Ansatz wird in der folgenden Abbildung schematisch dargestellt.

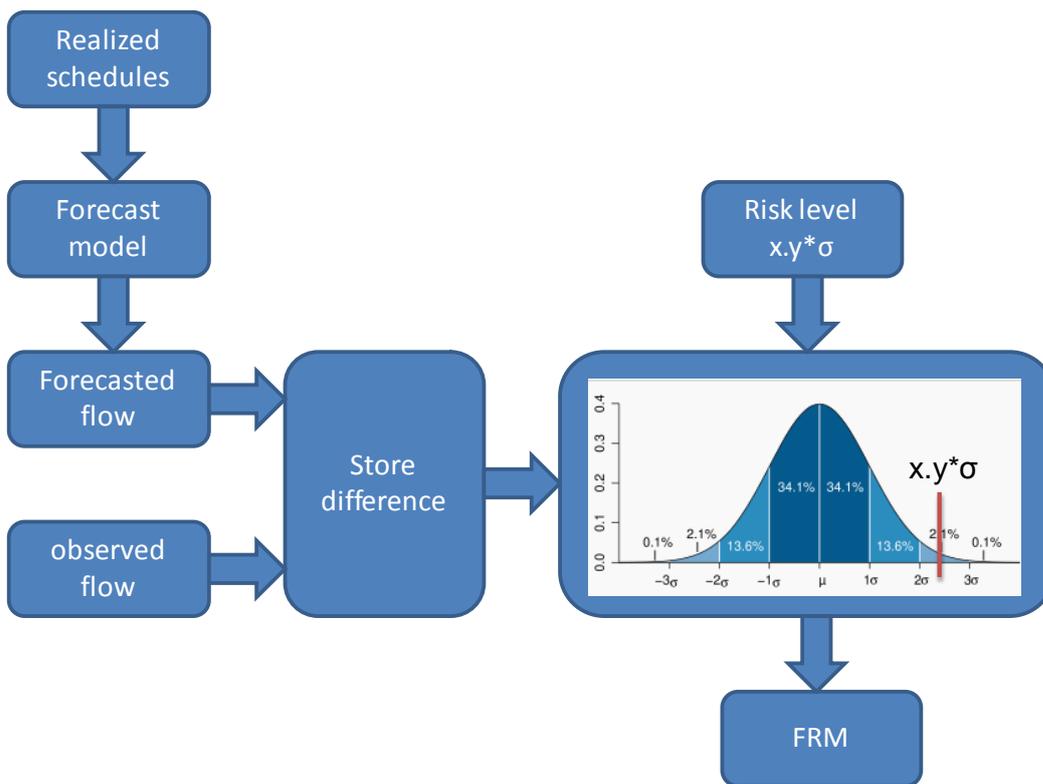


Abbildung: Prinzip der FRM-Ermittlung

Um in der Lage zu sein, gemessene Flüsse der Momentaufnahme mit den prognostizierten Flüssen zu vergleichen, wird das Lastflussmodell um für diesen Zeitpunkt gemeldete Fahrpläne angepasst. So wird bei den prognostizieren und beobachteten Flüssen jeweils der gleiche kommerzielle Austausch berücksichtigt (z.B. muss für den Vergleich der untertägige Handel in den prognostizierten Flüssen berücksichtigt werden).

Dem Ansatz folgend werden nachfolgende Unsicherheiten durch die FRM-Analyse berücksichtigt:

- Unbeabsichtigte Lastflussabweichungen durch den Betrieb von Frequenz-Leistungs-Regelung
- Externer Handel (sowohl Handel zwischen dem CWE-Gebiet und Gebieten außerhalb, als auch Handel in anderen Regionen außerhalb des CWE Gebietes)
- Handel innerhalb der Gebotszonen
- Unsicherheiten bei der Prognose der Wind- und Solarstromerzeugung

- Unsicherheiten bei der Lastprognose
- Unsicherheiten beim Erzeugungsmix
- Modellungenauigkeiten für den GSK
- Topologie
- Anwendbarkeit eines linearen Netzmodells

Wenn die FRM für jeden kritischen Zweig berechnet wurden, können die ÜNB davon abweichend betriebliche Anpassungen machen. Der Grund hierfür ist, dass vereinzelt Situationen entstehen können, die durch das Gesamtmodell nicht abgebildet werden. Aus verschiedenen Gründen (z.B. das Problem der Datenqualität) kann es passieren, dass der statistische FRM nicht mit der Erfahrung des ÜNB zu einem bestimmten kritischen Zweig übereinstimmt. Sollte dieser Fall eintreten, wird eine möglichst kleine Anpassung vorgenommen. Typische Beispiele für solche Anpassungen sind die Harmonisierung der FRM für Kuppelleitungen zwischen zwei ÜNB und die Verwendung der gleichen FRM für beide Richtungen eines kZAs.

Für jeden kZA gibt es nur eine Sicherheitsmarge. Diese ist nicht täglich variabel, sondern wird saisonal neu berechnet (mindestens jährlich).

Der generelle FRM-Berechnungsprozess kann in 3 Schritten zusammengefasst werden:

Schritt 1: Ausarbeitung der statistischen Verteilung für alle kritischen Zweige in N und N-1 Situationen

Schritt 2: Berechnung eines theoretischen FRM unter Anwendung einer Risikoklassifizierung der statistischen Verteilung

Schritt 3: Validierung und ggf. betrieblich begründete Anpassung

4.1.9. Import- / Exportbegrenzungen

Neben den kritischen Zweigen mit jeweiligen Übertragungsmargen RAM werden zusätzliche Import-/ Exportbegrenzungen festgelegt, um sicheren Netzbetrieb auch für Extremsituationen sicherzustellen. Die ÜNB können daher einen Hub-spezifischen maximalen Export oder Import festlegen um sicherzustellen, dass bei Extremverhalten des Marktes diese Begrenzungen nicht überschritten werden. Hierbei weisen die ÜNB darauf hin, dass diese Begrenzungen nicht neu sind, son-

den implizit bereits heute bei der Berechnung der NTCs berücksichtigt werden. Mit der Lastflussbasierten Kapazitätsberechnung erscheinen sie explizit. Sie sind aus nachfolgenden Gründen gerechtfertigt:

- Zur Vermeidung von Marktergebnissen, die zu Stabilitätsproblemen im Netz führen könnten (wie in Studien zur Systemdynamik festgestellt wurden).
- Zur Vermeidung von Marktergebnissen, die zu stark von den Referenzflüssen im Basisfalls abweichen. Diese extremen zusätzlichen Flüsse auf Netzelementen könnten im Verifizierungsprozess nicht mehr als sicher eingestuft werden

Deutsche Import- /Exportbegrenzungen:

Amprion, TNG und TTG haben entschieden, Begrenzungen für das Handelssaldo mit dem CWE-Gebiet einzuführen (Begrenzung von Export und Import). Der wesentliche Grund hierfür ist, dass Marktergebnisse vermieden werden sollen, die zu weit von den zu erwartenden Flüssen im deutschen Netz entfernt sind und welche im Lastflussprozess nicht mehr als sicher angesehen werden könnten.

Der Wert der externen Begrenzung ist von den deutschen CWE-Referenzprogrammen abhängig, die im deutschen D2CF enthalten sind. Unter Berücksichtigung dieser Referenz wird der deutsche Export und Import auf ein angemessenes Niveau begrenzt.

Die nachfolgende Berechnungsvorschrift stellt sicher, dass die Werte der Export- und Importbeschränkung auf eine angemessene Bandbreite begrenzt sind. Die Wahl der Bandbreite beruht auf Erfahrungen mit den heutigen maximalen NTC-Werten, die den maximalen Export und Import Deutschlands gegenüber der CWE Region begrenzen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Export-/Importbegrenzungen detailliert:

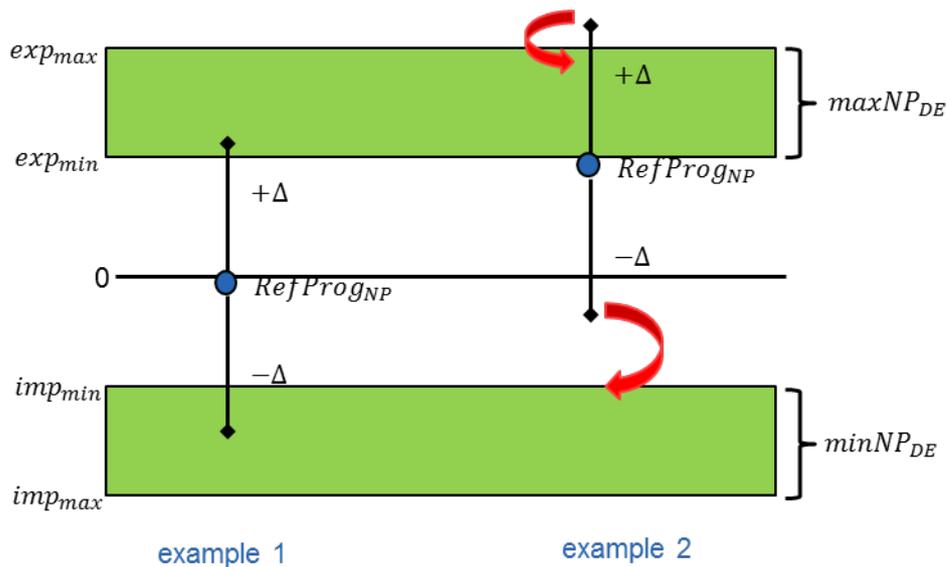


Abbildung: Ermittlung der Export- und Importbegrenzungen

Auf der linken Seite (Beispiel 1) wird der Export durch den Wert „Referenzprogramm Nettoposition + Δ “ und der Import durch den Wert „Referenzprogramm Nettoposition - Δ “ begrenzt. In Beispiel 2 wäre die Exportbegrenzung „Referenzprogramm Nettoposition + Δ “ zu hoch, die Begrenzung wird auf den Wert „exp_max“ gesetzt. Der Wert „Referenzprogramm Nettoposition - Δ “ wäre zu niedrig, so dass er auf „imp_min“ gesetzt wird.

Derzeit verwenden die deutschen ÜNB die Parameter:

$$\Delta = 5.000\text{MW}$$

$$\text{imp_min} = -4.400\text{MW}; \text{imp_max} = -6.000\text{MW};$$

$$\text{exp_min} = 5.600\text{MW}; \text{exp_max} = 7.000\text{MW}$$

4.2. Berechnungsprozess

Ein komplettes Beispiel für einen exemplarischen Berechnungsprozess kann der Anlage zu diesem Dokument entnommen werden.

FBparam

Ziel des Berechnungsprozesses ist die Bestimmung der sogenannten Flow Based Parametern (FBparam). Die FBparam setzen sich aus 3 Größen zusammen:

1) Remaining available Margin (RAM): Für jeden kritischen Zweig (kZA) wird die freie Kapazität (Übertragungsmarge RAM) in [MW] berechnet, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden kann.

2) Power Transfer Distribution Factor (PTDF): Für jeden kritischen Zweig werden Sensitivitäten berechnet, die darüber Auskunft geben, wie stark sich eine Änderung des Austausches einer Gebotszone auf den Lastfluss des Zweiges auswirkt.

3) Externe Begrenzungen (siehe Kapitel 4.1.9)

Am Berechnungsprozess sind ÜNBs aus der CWE Region beteiligt (derzeit TTG, TNG, Amprion, RTE, TTB, Elia) sowie RSCIs (z.B. SSC und CORESO). Diese Parteien sind für die Bereitstellung der Eingangsdaten und die Durchführung des Prozesses verantwortlich.

Merging

Grundlage des Berechnungsprozesses ist ein spezieller Datensatz, das sog. Common Grid Model (CGM), der durch das Zusammenführen („Mergen“) der einzelnen ÜNB-spezifischen D2CFs entsteht. Dabei werden auch DACF Datensätze von CWE-externen ÜNBs und die Referenzprogramme verwendet.

Unter Referenzprogramm versteht man den Austausch zwischen Marktgebieten. Der Referenztag ist:

- o Für Dienstag bis Freitag: D-1 (jüngster Fahrplan)
- o Für Montag: D-3 (vorheriger Freitag)
- o Für Samstag und Sonntag: D-7 (vorherige Woche)
- o Für Feiertage wird der Referenztag durch die CWE ÜNB gemeinsam bestimmt und in einem separaten Kalender festgelegt

Das CGM stellt das CWE-übergreifende Übertragungsnetz dar. Es enthält die Netztopologie, knotenscharfe Last und Einspeisungen, technische Parameter und andere Informationen. Mit dem CGM können die Lastflüsse auf den kritischen Zweigen berechnet werden.

PTDF

Bei der FBparam Bestimmung werden zuerst die PTDFs berechnet. Dies geschieht im Prinzip durch die Erhöhung der Einspeisung an einem Knoten und gleichzeitige Verringerung der Einspeisung an einem anderen Knoten (siehe Beispiel in Anlage 2). Dadurch ändern sich die Lastflüsse auf den kritischen Zweigen. Die PTDF ergibt sich aus der relativen Änderung dieser Lastflüsse. Die GSK Liste legt fest, welche Knoten eines Marktgebietes dabei verwendet werden. Dieses Vorgehen wird mehrfach wiederholt bis alle benötigten PTDFs bestimmt sind (für alle rele-

vanten Knotenpaare und für alle relevanten Szenarien (kritische Ausfälle, Remedial Actions)).

RAM

Nach der PTDF Bestimmung werden die RAMs nach folgender Vorschrift berechnet:

$$\text{RAM} = F_{\text{max}} - F_{\text{ref}} - \text{FRM} - \text{FAV}$$

Der Maximum Allowable Power Flow (F_{max}) ist in Kapitel 4.1.3 beschrieben. Der Faktor F_{ref} (reference flow) bereinigt die RAM von zuvor getroffenen Annahmen, die im CGM enthalten sind (vgl. Referenzprogramme in Kapitel 4.1.5). Um F_{ref} zu bestimmen, werden die PTDFs benötigt. Die Sicherheitsmargen (FRM) sind in Kapitel 4.1.8 beschrieben und der Final Adjustment Value (FAV) ist wie in 4.1.4 beschrieben eine Marge, die von den ÜNBs verwendet werden kann, um impliziten Remedial Actions Rechnung zu tragen (Erhöhung der RAM) oder die Ergebnisse der Verifikation zu berücksichtigen.

Prozess

Der Berechnungsprozess besteht aus mehreren Teilschritten, die teilweise zentral und teilweise dezentral ablaufen. Größtenteils wird der Gesamtprozess in einer speziellen Softwareumgebung abgewickelt, die als Flow Based Common System (FBCS) bezeichnet wird. Die beteiligten Parteien (ÜNBs, RSCIs) haben alle Zugriff auf das FBCS. Die zentrale FBparam Berechnung wird von einem Common System Operator (CSO) durchgeführt. Die Rolle des CSO wechselt wöchentlich zwischen den Parteien. Die Teilprozessschritte können wie folgt dargestellt werden:

Prozessschritt	Typ
Erstellung der Eingangsdaten	Dezentral
1. FBparam Berechnung	Zentral
Qualifikation	dezentral/koordiniert
2. FBparam Berechnung	Zentral
Verifikation	Dezentral
3. FBparam Berechnung	Zentral
Datenaufbereitung	Zentral

Im Prozessschritt der Qualifikation haben die beteiligten Parteien die Gelegenheit, die FBparam zu bewerten und durch Remedial Actions die FB Domäne zu optimieren. Dabei werden Remedial Actions z.T. koordiniert (z.B. PST Koordination).

Bei der Verifikation können die FBparam, die sich nach der Qualifikation geändert haben, lokal erneut überprüft werden, um sicherzustellen, dass das Risikolevel der ÜNBs nicht überschritten wird (z.B. Möglichkeit von AC load flow Simulationen wegen Spannungshaltung).

Im letzten Prozessschritt der Datenaufbereitung, werden die FBparam in das für den MC-Algorithmus vorgesehene Format gebracht. Außerdem werden Indikatoren berechnet, die für das Prozessmonitoring wichtig sind, sowie weitere Parameter bestimmt (z.B. ATCs für Shadow Auctions). Die Ausgangsdaten sind in nachfolgendem Kapitel genauer beschrieben. In Kapitel 4.4 wird auf die Berechnung der Intra-day Kapazitäten im Anschluss an das Market Copuling eingegangen.

Verschiedene Backup-Prozesse werden im Rahmen der FBKB implementiert, um eine Kapazitätsbereitstellung für den Markt bzw. die Börsen immer sicherzustellen. Fehlende FB-Einzelstunden können durch eine Überspannungstechnik interpoliert werden. Falls für die Stunde t die FB Domäne nicht berechnet werden kann, verwendet man die FB Parameter der Stunden $t-1$ und $t+1$ und interpoliert dann die FB Domäne für die Stunde t .

Fehlt die FB Domäne für längere Zeitbereiche (z.B. für 4 aufeinander folgende Stunden eines Tages), werden Default FB-Parameter verwendet, die mindestens so groß sind wie die langfristigen Allokationen. Default FB-Parameter werden künstlich durch einen separaten Algorithmus erzeugt. Als Basis dienen die Long-term Allokationen (LTA), um sicherzustellen, dass die resultierende Domäne groß genug ist, um die LTAs abzudecken. Die ÜNBs können eine zusätzliche Marge definieren, die den LTAs hinzuaddiert wird, um die FB Domäne zu vergrößern. Aus den beiden Eingangsgrößen LTA und Marge werden dann „default“ FB Parameter erzeugt, die dem Market Coupling zur Verfügung gestellt werden.

4.3. Ausgangsdaten / Ergebnisse

Die ermittelten kritischen Zweige mit Wirkleistungsübertragungsfaktoren (PTDFs) und verbleibenden Übertragungsmargen (RAMs) geben vor, welche maximalen Nettoaustausche zwischen den CWE-Ländern möglich sind. Details hierzu können Kapitel 4.3.1 des Anhangs 1 entnommen werden.

Nachfolgenden werden zum besseren Verständnis zwei Beispiele aufgeführt.

Im nachfolgenden Beispiel exportiert das deutsche Marktgebiet 2000MW, Belgien und die Niederlande importieren 500MW, Frankreich importiert 1000MW.

	BE-hub (MW)	DE-hub (MW)	FR-hub (MW)	NL-hub (MW)	Sum
Test Hub to Hub	0	0	0	0	0
Test Hub Positions	-500	2000	-1000	-500	0

ID	BE-hub	DE-hub	FR-hub	NL-hub	RAM (MW)	
CB1	0,0589	0,2984	0,1712	0,4606	1006,7441	165,875
CB2	-0,0531	0,0623	0,0674	0,0399	258,6419	63,745
CB3	-0,0260	-0,2040	-0,3331	-0,1271	1616,5056	1,74
CB4	-0,1017	-0,3928	-0,2298	-0,5558	1682,1865	-227,13
CB5	-0,0963	-0,3026	-0,1772	-0,4565	1302,6473	-151,575
CB6	-0,1003	-0,3032	-0,1779	-0,4571	1285,3142	-149,83
CB7	0,1263	-0,1497	-0,1950	-0,0956	1605,9124	-119,77
CB8	0,1263	-0,1497	-0,1950	-0,0956	1605,9124	-119,77
CB9	-0,0401	0,0472	0,0458	0,0303	171,7548	53,55
CB10	0,0449	0,2340	0,1597	-0,0388	801,7890	305,3
CB11	0,0452	-0,1760	0,0479	-0,1364	1117,9414	-354,35
CB12	0,0452	-0,1760	0,0479	-0,1364	1117,9414	-354,35
CB13	-0,0068	-0,0503	-0,0237	0,1066	647,1270	-126,765
CB14	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	4711,0000	-1000
CB15	0,0000	0,0000	-1,0000	0,0000	4586,0000	1000
CB16	0,0000	-1,0000	0,0000	0,0000	4842,0000	-2000
CB17	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	6558,0000	2000
CB18	0,0000	0,0000	0,0000	-1,0000	3913,0000	500
CB19	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	4387,0000	-500

Multipliziert man für alle kritischen Zweige CB1-CB19 die PTDF-Faktoren mit den Nettoaustauschen, so wird für keinen kritischen Zweig die verfügbare Übertragungsmarge (RAM) überschritten. Anders sieht es für das folgende Beispiel aus, bei dem Deutschland nunmehr 6000MW exportiert.

BE-hub (MW)	DE-hub (MW)	FR-hub (MW)	NL-hub (MW)	Sum
0	0	0	0	0
-1500	6000	-3000	-1500	0

ID	BE-hub	DE-hub	FR-hub	NL-hub	RAM (MW)	
CB1	0,0589	0,2984	0,1712	0,4606	1006,7441	497,625
CB2	-0,0531	0,0623	0,0674	0,0399	258,6419	191,235
CB3	-0,0260	-0,2040	-0,3331	-0,1271	1616,5056	5,22
CB4	-0,1017	-0,3928	-0,2298	-0,5558	1682,1865	-681,39
CB5	-0,0963	-0,3026	-0,1772	-0,4565	1302,6473	-454,725
CB6	-0,1003	-0,3032	-0,1779	-0,4571	1285,3142	-449,49
CB7	0,1263	-0,1497	-0,1950	-0,0956	1605,9124	-359,31
CB8	0,1263	-0,1497	-0,1950	-0,0956	1605,9124	-359,31
CB9	-0,0401	0,0472	0,0458	0,0303	171,7548	160,65
CB10	0,0449	0,2340	0,1597	-0,0388	801,7890	915,9
CB11	0,0452	-0,1760	0,0479	-0,1364	1117,9414	-1063,05
CB12	0,0452	-0,1760	0,0479	-0,1364	1117,9414	-1063,05
CB13	-0,0068	-0,0503	-0,0237	0,1066	647,1270	-380,295
CB14	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000	4711,0000	-3000
CB15	0,0000	0,0000	-1,0000	0,0000	4586,0000	3000
CB16	0,0000	-1,0000	0,0000	0,0000	4842,0000	-6000
CB17	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	6558,0000	6000
CB18	0,0000	0,0000	0,0000	-1,0000	3913,0000	1500
CB19	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	4387,0000	-1500

Ein derartiger Austausch wäre nicht möglich, da der kritische Zweig CB10 um 114 MW überlastet würde.

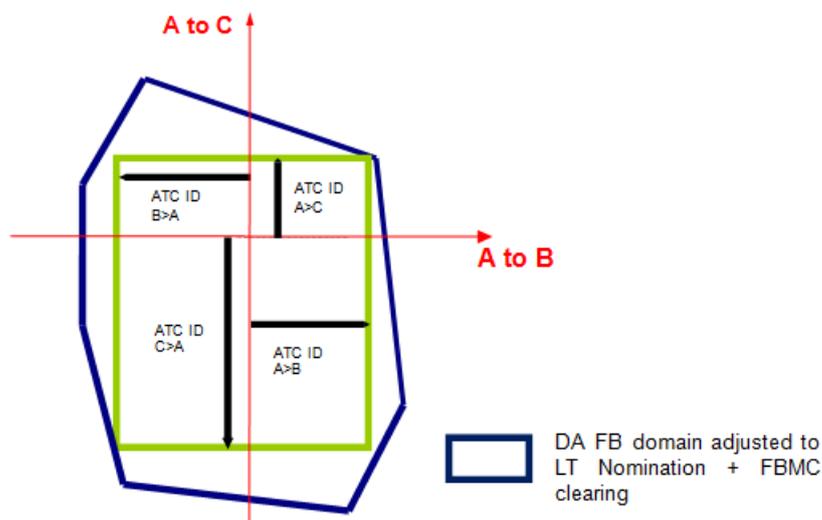
4.4. Ableitung der Intraday Kapazitäten

Die Intraday-(ID) Kapazitätsermittlung und -vergabe wird auch nach dem Start des CWE FB MC wie bisher auf Basis von grenzscharfen ATC-Werten erfolgen.

Im Rahmen der geplanten Vorgehensweise werden als Interimslösung ab Inbetriebnahme des CWE FB MC die ID Kapazitäten aus den D-1 Lastflussparametern abgeleitet.

Nach Börsenclearing an D-1 ist festgelegt, welche Nettoaustausche zwischen den Ländern am Tag D erfolgen. Auf Basis dieser Nettoaustausche und PTDF-Faktoren der kritischen Zweige kann dann ermittelt werden, welche Übertragungsmargen (RAM') auf den kritischen Zweigen für den ID-Markt verbleiben.

Grafisch kann man den initialen Schritt der Bestimmung wie folgt darstellen:



Die Kapazitätsdomäne, die am Abend vom Tag D-2 ermittelt wurde, wird am Tag D-1 morgens entsprechend der Reservierungsmeldungen für die Langfristkapazitäten angepasst und dem Markt zur Verfügung gestellt. Nach Börsenclearing wird die Kapazitätsdomäne entsprechend der Nettoaustausche erneut angepasst (blau umrandetes Feld im Bild).

In diese Umrandung könnten theoretisch unendlich viele bilaterale ATC-Werte gelegt werden. Aus diesem Grund geht der iterative Algorithmus zur Bestimmung wie folgt vor:

1. Die noch zur Verfügung stehende Marge jedes kritischen Zweiges (CBx) wird durch die Anzahl der Hubs (aktuell 4) geteilt.
 2. Das Resultat aus Schritt 1 dient dann zur Berechnung eines ID ATCs pro CB (Marge geteilt durch PTFD).
 3. Es wird dann der kleinste ID ATC über alle CBs ermittelt; Nach der ersten Iteration wird der neu Ermittelte ID ATC zum zuvor berechneten ID ATC addiert.
 4. Die Marge der individuellen CBs wird nun anhand des ID ATCs angepasst
- Diese Schritte 1-4 werden solange wiederholt, bis das Stoppkriterium erfüllt ist (Vergrößerung des ID ATCs kleiner als 0,001 MW).

5 Datenbereitstellung und Transparenz für die Marktparteien

Datenbereitstellung und Transparenz sind die wesentlichen Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz der lastflussbasierten Kapazitätsvergabe bei den Marktparteien.

Hinsichtlich der Transparenz werden die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die maßgeblichen Veröffentlichungspflichten auf Basis der EU-Gesetzgebungen (i.W. EU 714/2009, 543/2013, 1227/2011) und der nationalen Gesetzgebung (EnWG und VOs) erfüllen.

Darüber hinausgehend werden die Projektpartner spezielle für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung und –vergabe relevante Daten veröffentlichen, die teilweise aufgrund fehlender Praxiserfahrung noch nicht in aktuellen Gesetzgebungen berücksichtigt sind.

Wesentliche Größen werden zukünftig ab 6. Januar 2015 gemäß Transparenzverordnung (EU 543/2013) auf der zentralen ENTSO-E Transparenzplattform EMFIP veröffentlicht. In der Übergangsphase zwischen dem Start der EMFIP-Plattform und der vollständigen Ertüchtigung für alle Anforderungen im Umfeld des Flow-Based Marktkopplung bedarf es daher auch flexibler Übergangslösungen. Die nachfolgenden Kapitel erläutern das geplante Veröffentlichungskonzept.

5.1. Allgemeine Veröffentlichungen

Während der gesamten Projektlaufzeit wurden die Marktteilnehmer über alle wesentlichen Design und Implementierungsschritte, die eng mit den CWE-Regulatoren abgestimmt worden sind, im Rahmen von Internetveröffentlichungen, Marktforen und dem Pentalateralen Energieforum informiert (i.W. die Machbarkeits-/ Implementierungsstudien und die darauf aufbauenden Detaillierungen und Umsetzungen).

Ferner sind alle Dokumente, welche auf Foren gezeigt wurden auf den jeweiligen Internetseiten der Projektparteien und von CASC veröffentlicht.

Auf Basis des engen Austausches mit den Marktparteien ist der Kenntnisstand über die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung weit vorangeschritten.

5.2. Wesentliche tägliche Datenbereitstellung für die Marktparteien vor der Kapazitätsvergabe

Als Ersatz für die bisherige Bereitstellung von grenzscharfen stündlichen Folgetags-ATCs für das CWE ATC Market Coupling werden zukünftig täglich die kritischen, anonymisierten Zweige, die dazugehörigen PTDF-Faktoren, sowie die Übertragungsmargen, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden können, täglich um 10:30 Uhr veröffentlicht. Zeitgleich mit dieser Veröffentlichung werden den Marktparteien daraus abgeleitete Shadow Auction ATC-Werte zur Verfügung gestellt. Diese werden für die seltenen, aber möglichen Fälle eines Decouplings benötigt.

Als ein Ergebnis des intensiven Austauschs mit den Marktparteien werden überdies täglich um 8:00 Uhr die kritischen, anonymisierten Zweige, die dazugehörigen PTDF-Faktoren, sowie die Übertragungsmargen ohne Berücksichtigung der Langfristnominierungen veröffentlicht.

Ein Beispiel für die tägliche Bereitstellung der Lastflussparameter für eine spezifische Tagestunde zeigt vom Prinzip die Darstellung in Kapitel 4.3.

5.3. Tägliche Datenbereitstellung für die Marktparteien nach Kapazitätsvergabe (nach Börsenclearing)

Mit Start des CWE FB MC werden folgende Größen um 14:00 Uhr auf der Internetseite von CASC und auch auf der zentralen Plattform EMFIP veröffentlicht:

- Allokierte Kapazitäten, d.h. genutzte Margen auf den kritischen Zweigen
- Tägliche Engpasserlöse
- Nettopositionen und somit CWE-Austausche
- Stündliche Spotmarktpreise der vier Länder

5.4. Zusätzliche ex-post Veröffentlichungen zu den kritischen Zweigen

Seitens der Marktparteien wurden anfänglich detaillierte Informationen über die genaue örtliche Lage der kritischen Zweige gefordert, dies auch ex-ante am Vortag. Als Kompromiss zwischen den Anforderungen des Marktes und den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber, kritische Infrastruktur zu schützen, konnte eine Verständigung auf die nachfolgende ex-post Informationsveröffentlichung an D+2 analog nachfolgenden Beispiel erzielt werden:

Day d / Hour h					
Location	BE-hub	DE-hub	FR-hub	NL-hub	RAM (MW)
CB2 (BE - NL)	-0,00751	0,03839	-0,02333	0,04863	248
CB44 (BE - NL)	-0,00751	0,05327	-0,02333	0,04863	341
CB78 (DE)	0,01825	0,24165	0,16244	-0,00478	1246
CB7 (DE - FR)	0,03219	-0,12462	0,06965	-0,09202	846
CB87 (DE - FR)	0,03219	-0,12462	0,06965	-0,09202	846
CB34 (FR)	-0,0934	-0,17882	-0,30739	-0,10358	955
CB25 (DE - FR)	-0,01121	0,03316	0,04949	0,02056	241
CB12 (BE - NL)	0,15894	0,01178	-0,10359	0,08035	1069
CB 13 (BE - FR)	0,07409	0,00339	-0,0138	0,02669	371
CB19 (BE - FR)	0,08865	-0,13143	-0,07653	-0,14152	823
CB71 (BE)	-0,06486	0,09981	0,18421	0,04557	1030
CB56 (NL)	-0,04593	0,20901	0,09448	0,25008	1143
CB97 (NL)	-0,04593	0,20901	0,09448	0,25008	1143
CB4 (BE - FR)	0,03743	-0,04985	-0,05299	-0,03277	377
CB5 (DE - FR)	-0,10814	-0,31978	-0,18941	-0,4588	1366
CB20 (DE - NL)	-0,02438	-0,14392	-0,07175	-0,31532	1079
CB21 (DE - NL)	-0,02438	-0,14392	-0,07175	-0,31532	1079
BE	-1	0	0	0	4220
FR	0	0	1	0	6406
FR	0	0	-1	0	4123
DE	0	-1	0	0	4470
DE	0	1	0	0	6930
NL	0	0	0	-1	3838
NL	0	0	0	1	4462

Dieser Ansatz schlüsselt stundenscharf ex-post an D+2 die fix anonymisierten kritischen Zweige sowie die Ländergrenzen der kritischen Zweige auf.

5.5. Aggregierte Informationen zum D-2 Netzmodell

Für die Marktakteure ist von Bedeutung, welche Annahmen die Übertragungsbetreiber an D-2 für ihre stündlichen Netztopologien für den Tag D getroffen haben. Aus diesem Grund werden die folgenden aggregierten Größen veröffentlicht:

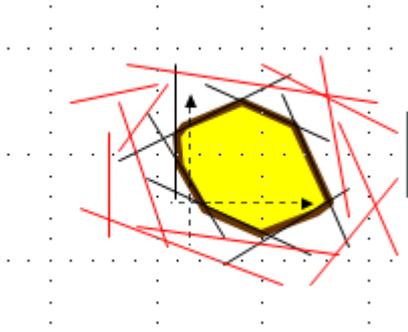
1. Vertikale Netzlast (inkl. der Solar- und Winderzeugung)
2. Erzeugung
3. Nettoposition

TimeStamps	D2CF											
	Vertical load				Generation				Reference Bilateral Exchanges			
	BE	DE	FR	NL	BE	DE	FR	NL	BE-NL	DE-NL	FR-BE	FR-DE
20130101_0030	7040	24468	43606	7163	6566	30875	50657	5284	1401	1602	1955	-1477
20130101_0130	6513	23632	40841	6469	5921	30022	47844	5083	1401	1602	2066	-1500
20130101_0230	6076	23302	40004	6030	5250	29831	47065	4643	1401	1602	2299	-1500
20130101_0330	5889	23167	36809	5994	5218	29569	43264	4406	1401	1803	2142	-1500
20130101_0430	5812	23041	35299	5909	5244	29424	41392	4392	1329	1803	1966	-1425
20130101_0530	5747	22429	34982	5841	5250	29244	40869	4426	1226	1803	1791	-1500
20130101_0630	5898	22714	35575	5932	5246	29929	41891	4451	1372	1702	2094	-1500
20130101_0730	5864	25435	36131	6364	5567	33002	42213	4875	1401	1702	1766	-1500
20130101_0830	6243	26670	37982	6993	5703	33876	44015	5499	1401	1702	2011	-1306
20130101_0930	6665	27460	39642	7540	5773	34301	47465	5652	1401	1602	2371	-333
20130101_1030	6971	27793	42063	8116	5744	35600	49013	6012	1394	1602	2700	-1500
20130101_1130	7198	28632	43195	8431	5834	36262	50475	6194	1254	1560	2700	-1200
20130101_1230	7229	28369	44788	8587	5833	35869	52120	6291	1223	1560	2700	-1200
20130101_1330	7065	27125	43417	8598	5794	34678	50989	6236	1344	1553	2700	-1200
20130101_1430	6937	27365	41278	8526	5806	34956	48825	6270	1401	1553	2615	-1200
20130101_1530	6916	26891	39832	8430	6014	32980	48375	6202	1401	1602	2385	449
20130101_1630	7069	26909	39748	8841	6092	32588	49022	6282	1401	1602	2463	826
20130101_1730	7816	30975	43254	9309	6876	36475	53007	6754	1401	1602	2443	550
20130101_1830	7971	31704	47895	9362	6900	36239	58093	6807	1401	1602	2580	854
20130101_1930	7890	30992	49485	9200	6857	36059	58905	6694	1401	1553	2536	87

5.6. Ex-post Publikation der redundanten kritischen Zweige

(N-1) sichere Kapazitätsdomänen (gelb) werden durch nicht-redundante kritische Zweige begrenzt (braun). Im Rahmen der Konsultation in 2014 wurde von den Marktparteien auch die Veröffentlichung der redundanten kritischen Zweige gefordert (rot).

Grundsätzlich analog zur ex-post Veröffentlichung der fix anonymisierten kritischen Zweige (siehe 5.4) werden alle nicht redundanten Zweige veröffentlicht bzw. aufgrund des Datenvolumens auf einem FTP-server für die Marktparteien abgelegt.



5.7. Veröffentlichung von ATCs im Falle von expliziten Schattenauktionen

Sollten bei der Kapazitätsallokation auf Seiten der Börsen unlösbare Probleme bei der Verarbeitung der kritischen Zweige, PTDFs und RAMs entstehen, so werden explizite Schattenauktionen ausgerufen und von dem Auktionsbüro CASC.EU durchgeführt (analog zur derzeitigen Praxis unter CWE ATC MC).

Die ATC-Werte werden aus den Lastflussparametern (siehe Kapitel 5.2) abgeleitet.

Diese grenzscharfen ATCs, werden täglich um 10:30 Uhr veröffentlicht, unabhängig davon ob eine Schattenauktion später ausgerufen wird.

Sämtliche verbindliche Regeln im Zusammenhang mit den Schattenauktionen (u.a. Gebotsabgabe, Ergebnisveröffentlichung,...) sind in den Auktionsregeln verankert und veröffentlicht und auf der CASC-Website einsehbar.

6 Monitoring

Neben den veröffentlichten Daten bekommen die CWE-Regulierungsbehörden zu Kontrollzwecken zusätzlich monatlich einen mit den Regulierungsbehörden im Rahmen der Projektphase abgestimmten Monitoringbericht.

Dieser Monitoringbericht enthält die folgenden Daten:

Daten im Zusammenhang der Kapazitätsberechnung

1. Ergebnisse der stündlichen LTA Überprüfungen
2. Ergebnisse der stündlichen NTC Überprüfungen
3. Ergebnisse der Sensitivitätsprüfung
4. Stündliche Min/Max Nettopositionen der Marktgebiete
5. Stündliche Intraday ATCs für alle CWE Grenzen
6. Maximal mögliche bilaterale Austausche für Belgien

7. Maximal mögliche bilaterale Austausche für Frankreich
8. Maximal mögliche bilaterale Austausche für Deutschland
9. Maximal mögliche bilaterale Austausche für die Niederlande
10. Stündliche Volumina der Flow-Based Domänen
11. Nutzungsfälle des finalen Anpassungswertes FAV
12. Import / Exportbegrenzungen
13. Shadow Auction ATCs für alle CWE-Grenzen
14. Dokumentation der Stunden, in denen "Spanning" als Fallback angewendet wurde
15. Dokumentation der Stunden, in denen "Fallback Parameter" genutzt wurden
16. Alle nicht anonymisierten CBCOs (kritischen Zweige / kritischen Ausfälle), inklusive der wesentlichen FBKB-Parameter: PTDF, FMAX, FRM, FAV, RAM und FREF
17. Wesentliche wöchentliche Kenngrößen:
 - Anzahl der kritischen Zweige (CBs)
 - Anzahl der CBs ohne freie Übertragungsmarge
 - Anzahl der CBs, die die Langfristdomäne (LTA) verletzen
 - Anzahl der CBs unter Einfluss von netzstützenden Maßnahmen (RAs)
 - Anzahl der CBs ohne Einfluss von netzstützenden Maßnahmen (RAs)
 - Anzahl der CBs, die die 5%-Regel verletzen
 - Anzahl der Stunden, in denen FAV genutzt wurde
 - Anzahl der Stunden mit Default-FB-Parametern / Spanning
 - Begründungen für FAV-Nutzung / Abweichungen von der 5%-Regel

Kenngrößen der Kapazitätsallokation (nach dem Market Coupling)

1. Aktive, begrenzende CBs
2. Schattenpreise der begrenzenden CBs
3. Monatliche TOP 10 der begrenzenden CBs
4. Anzahl der Stunden, in denen Shadow-ATCs genutzt wurden

5. Anzahl der Stunden mit nicht-intuitiven Stunden
7. Preiskonvergenzindikatoren
8. Wohlfahrtsverlust im Vergleich zu unbegrenzter Kapazität
10. Vergleich intuitive / nicht-intuitive Kapazitätsallokation
11. Engpasserlöse

7 Anlage:

Beispiel zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung

8 Abkürzungsverzeichnis

ATC	Available Transfer Capacity / verfügbare Transportkapazität
ATC MC	ATC Market Coupling / ATC basierte Marktkopplung
CASC	Capacity Allocating Service Company (Eigennamen)
CB	Critical Branch / kritischer Zweig (Netzelement)
CBCO	Critical Branch Critical Outage / kritischer Zweig / kritischer Ausfall
CGM	Common Grid Model / gemeinsames Netzmodell
CO	Critical Outage / kritischer Ausfall
CS	Common System / gemeinsames System
CS	Common System Operator / Betreiber des gemeinsamen (ÜNB-) Systems
CWE	Central Western Europe / Zentralwesteuropa
D	Day D / (Erfüllungs-) Tag D
D-1,D-2,...	Tag(e) vor dem Tag D
D2CF	Two-Days Ahead Congestion Forecast / Vorvortagesprognose von Engpässen bzw. Übertragungskapazitäten
DA	Day Ahead / Vortag
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast / Vortagesprognose von Engpässen bzw. Übertragungskapazitäten
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity / Verband der europäischen Übertragungsnetzbe- treiber(Strom)
FAV	Final Adjustment Value / Finaler Anpassungswert
FB	Flow Based / lastflussbasiert
FBparam	Flow Based Parameter
FBKB	Flow based Kapazitätsberechnung
FB MC	Flow Based Market Coupling
Fmax	Maximal möglicher Wirkleistungsfluss
FRM	Sicherheitsmarge (Flow Reliability Margin)
GSK	Erzeugungsschlüssel (Generation Shift Key)
ID	Intraday / untertäglich
Imax	Maximum current on a Critical Branch / Maximalstrom auf kritischem Zweig

kZA	kritischer Zweig / kritischer Ausfall (engl. CBCO)
LT	Long Term / langfristig
LTA	langfristig allokierte Kapazität
LTN	Nominierungen der Langfristkapazitäten
MC	Market Coupling / Marktkopplung
MoU	Memorandum of Understanding / Absichtserklärung
NWE	North Western Europe (CWE countries + Denmark, Finland, Norway, Sweden, United Kingdom) / Nordwesteuropa
PCR	Price Coupling of Regions / Preiskopplung der Regionen
PLEF	Pentalateral Energy Forum
PTDF	Power Transfer Distribution Factor, Wirkleistungsübertragungsfaktor
PST	Phase-Shifting Transformer / Querregler
PX	Power Exchange / Strombörse
RA	Remedial Action / Netzstützende Gegenmaßnahme
RAM	Remaining Available Margin / Übertragungsmarge
RSCI	Regionales Koordinierungszentrum (SSC, Coreso)
SAS	Shadow Auction System / System für die Durchführung von (expliziten) Schattenauktionen
SoS	Security of Supply / Gewährleistung der Versorgungssicherheit
SSC	Security Service Center (Eigenname)
TNG	TransnetBW GmbH
TTG	TenneT TSO GmbH
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber