
Bestimmungen der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der TenneT TSO GmbH

Bei der TenneT TSO GmbH (TTG) wird für die im Rahmen von Kapazitätsallokationen bewirtschafteten Grenzkuppelstellen

- Dänemark (DK), Nachbarnetzbetreiber Energinet.dk (EnDK)
- Tschechische Republik (CZ), Nachbarnetzbetreiber CEPS
- Niederlande (NL), Nachbarnetzbetreiber TenneT TSO B.V.(TTB)

die Übertragungskapazität bestimmt.

1. Geltende Standards

Bei TTG basiert die Kapazitätsberechnungsmethode auf dem sogenannten ENTSO-E NTC-Verfahren¹.

Zur Anwendung kommen hierbei die Begriffe

- TTC: Total transfer capacity
- TRM: Transmission reliability margin
- NTC: Net transfer capacity
- ATC: Available transfer capacity
- NTF: Notified transmission flows

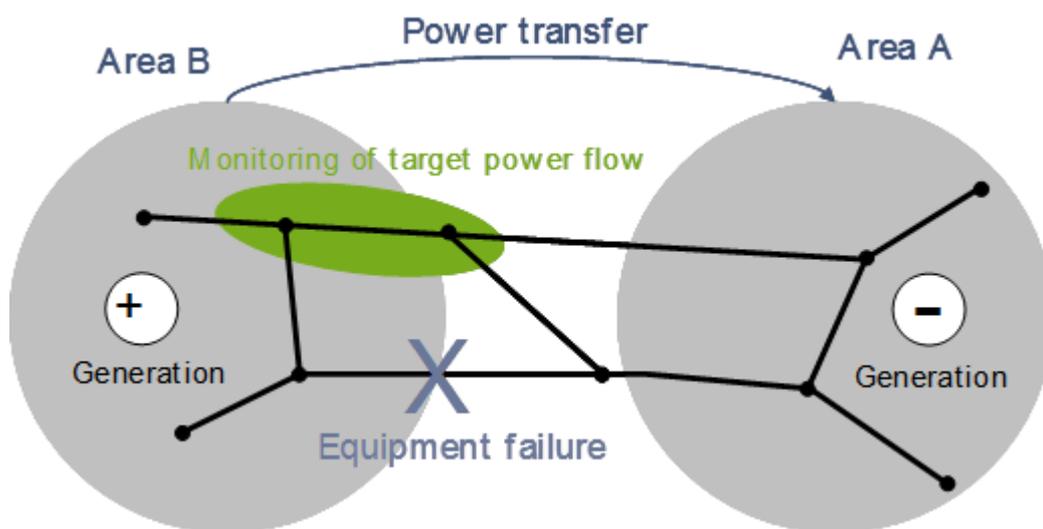
Es gilt: $NTC = TTC - TRM$ und $ATC = NTC - NTF$, wobei der TTC aus der Kapazitätsberechnung hervorgeht.

Die Kapazitätsberechnung erfolgt jeweils für die Jahres-, Monats- und Tagesauktion. Jeweils das

¹ https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf

zahlenmäßige Minimum der durch die benachbarten Netzbetreiber bestimmten NTCs wird der Auktion zu Grunde gelegt. Entsprechend erklärt der durch TTG für das TTG-Netzgebiet ermittelte NTC nur dann die offerierten Kapazitäten, wenn der jeweils benachbarte Netzbetreiber für sich keine niedrigeren NTC-Werte festgestellt hat. Als Betriebssicherheitsregel kommt das n-1-Prinzip zur Anwendung. Detailliertere Beschreibungen dazu finden sich im „Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ (August 2007)² sowie im UCTE Operation Handbook Policy 3 Chapter A “ (Stand 19.03.2009)³.

Im Zuge der TTC-Berechnung werden zusätzliche Übertragungsaufgaben zwischen den benachbarten Übertragungsnetzen simuliert. Hierbei wird auf einer Seite der betrachteten Grenze die erzeugte Kraftwerksleistung proportional erhöht und betragsgleich auf der anderen Seite abgesenkt. Der Grenzwert der Netzübertragungsfähigkeit ist dann erreicht, wenn das n-1-Prinzip netzseitig gerade noch eingehalten werden kann.



Eine Prinzipdarstellung zeigt Abbildung 1.

Die TTC-Werte werden durch technische und betriebliche Beschränkungen des zulässigen Betriebsmittelstroms auf den Betriebsmitteln im Verbindungsbereich der aneinandergrenzenden Übertragungsnetze inklusive der Verbindungsleitungen vorgegeben. Außerdem wird die spezifische Last und Einspeisesituation der im Wirkungszusammenhang stehenden Region berücksichtigt.

² http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_NetzCodes-und-Richtlinien

³ <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook/>

2. Weiterentwicklungen der Kapazitätsberechnungsmethoden

Neben der reinen bilateralen Kapazitätsberechnung haben sich in der Praxis Verfahren etabliert bei denen versucht wird, den Einfluss weiterer Regionen zu berücksichtigen. Hierzu zählt einerseits der Ansatz an den Grenzen Deutschlands zu Polen und Tschechien ein sogenanntes Profil als Summenwerte der bilateralen NTC nicht zu überschreiten, wie auch die sogenannte C-Funktion, die im Westen Deutschlands an den Grenzen Richtung Niederlande, Frankreich und Schweiz angewendet wird. Auch die explizite Berücksichtigung weiterer Faktoren wie die Einspeisung oder Lastsituation sind als Weiterentwicklung der Methodik zu sehen.

2.1 C-Funktion⁴

Das Profil, über welches der kurzfristige und finale Kapazitätswert für einen Erfüllungstag berechnet wird, muss die im Folgenden beschriebenen Kriterien erfüllen. Die Berechnung erfolgt koordiniert und großräumig. Entscheidender Parameter ist hierbei insbesondere die kurzfristig prognostizierbare Winderzeugung in Deutschland. Somit wird dem Markt die größtmögliche Kapazität unter Einhaltung der Netzsicherheit zur Verfügung gestellt. Auf dem Profil sollen für die Summe der Einzelgrenzen die Abweichungen zwischen physikalischen Lastflüssen und Fahrplanprogrammen gering sein. Damit ist sichergestellt, dass der Kapazitätswert für das Profil ohne Beeinflussung anderer Grenzen festgelegt werden kann. Folglich wurde das deutsche C (Grenze DE-NL/BE, DE-FR und DE-CH) als technisches Profil ausgewählt, wobei es sich nach neuer Ermittlung bei den Werten für den „Export sowie Import aus/nach DE über das deutsche C“ um den relevanten Kapazitätswert mit Frankreich, mit den Niederlanden und mit der Schweiz handelt.

Mit den Veränderungen im Netz durch den beschleunigten Kernenergieausstieg wurde im Kreis der deutschen ÜNB eine Anpassung der C-Funktion mit den oben genannten Zielgrößen notwendig. Hierbei wurde Starklast- und Windszenarien zu Grunde gelegt, die verdeutlichten, dass neben der traditionellen Windabhängigkeit des Exports eine Erweiterung auf den Import aus den Niederlanden, sowie eine grundsätzliche Anpassung der C-Funktion an den Stand des Winderzeugungsausbau in Deutschland notwendig ist. TTG hatte vor dem Winter 2011/2012 den NTC bilateral mit dem Niederländischen Netzbetreiber abgestimmt. Dieser Wert wurde von den anderen an der C-Funktion beteiligten TSO als Eingangsgröße zur Verwendung in der C-Funktion benutzt. Nun erfolgt die bilaterale Kapazitätsberechnung an der Grenze zu den Niederlanden auf der Grundlage der mit allen beteiligten TSOs abgestimmten C-Funktion.

Die Ergebnisse der Berechnung auf der Grundlage der C-Funktion werden als Eingangsgrößen im nachfolgenden „coordinated ATC-Verfahren“ genutzt. In diesem Verfahren wird seit November 2010 gemeinsam mit den Netzbetreibern RTE (Frankreich), ELIA (Belgien), Tenne TSO BV (Niederlande), CREOS (Luxemburg), Amprion und Transnet BW (beide Deutschland) in der CWE-Region auf Basis von D-2CF Daten eine Prüfung durchgeführt, ob die genannten Eingangs-NTC-Werte zu einer Überlastung von

⁴ Beschreibung teilweise entnommen aus:

<http://www.amprion.net/berechnung-gesamtuebertragungskapazitaet> \ Genehmigtes Kapazitätsmodell

vorab festgelegten kritischen Zweigen führen werden.

2.2 Weiterentwicklung der Kapazitätsberechnung an der Grenze zu Dänemark

Analog zur C-Funktion wird an der Grenze zu Dänemark der day-ahead freigegebenen Kapazität eine Last- und Windabhängigkeit zu Grunde gelegt. Hierin spiegelt sich insbesondere die Berücksichtigung des Ausbaus der Windenergie in Schleswig-Holstein bei gleichzeitiger Optimierung des möglichen Handels.

Durch die fehlende Vermaschung an dieser Grenze ist hier eine weitere Koordinierung mit weiteren Partnern nicht notwendig. Allerdings wird eine Optimierung des bilateralen NTCs auch durch die Berücksichtigung von lokalen Kraftwerks-Abschaltungen und dem Einsatz von Phasenschiebern möglich. Die Phasenschieber optimieren dabei das Verhältnis der Auslastung der verschiedenen Grenzkuppelleitungen.

3. Vorgehen an den einzelnen Grenzkuppelstellen

3.1 Topografie

Nachfolgende Abbildung 2 skizziert die Struktur des Übertragungsnetzes der TTG sowie die Lage der Kuppelleitungen. Die blauen Linien umreißen die Schnittstellenbereiche mit strukturellen Engpässen zu den benachbarten Übertragungsnetzen.

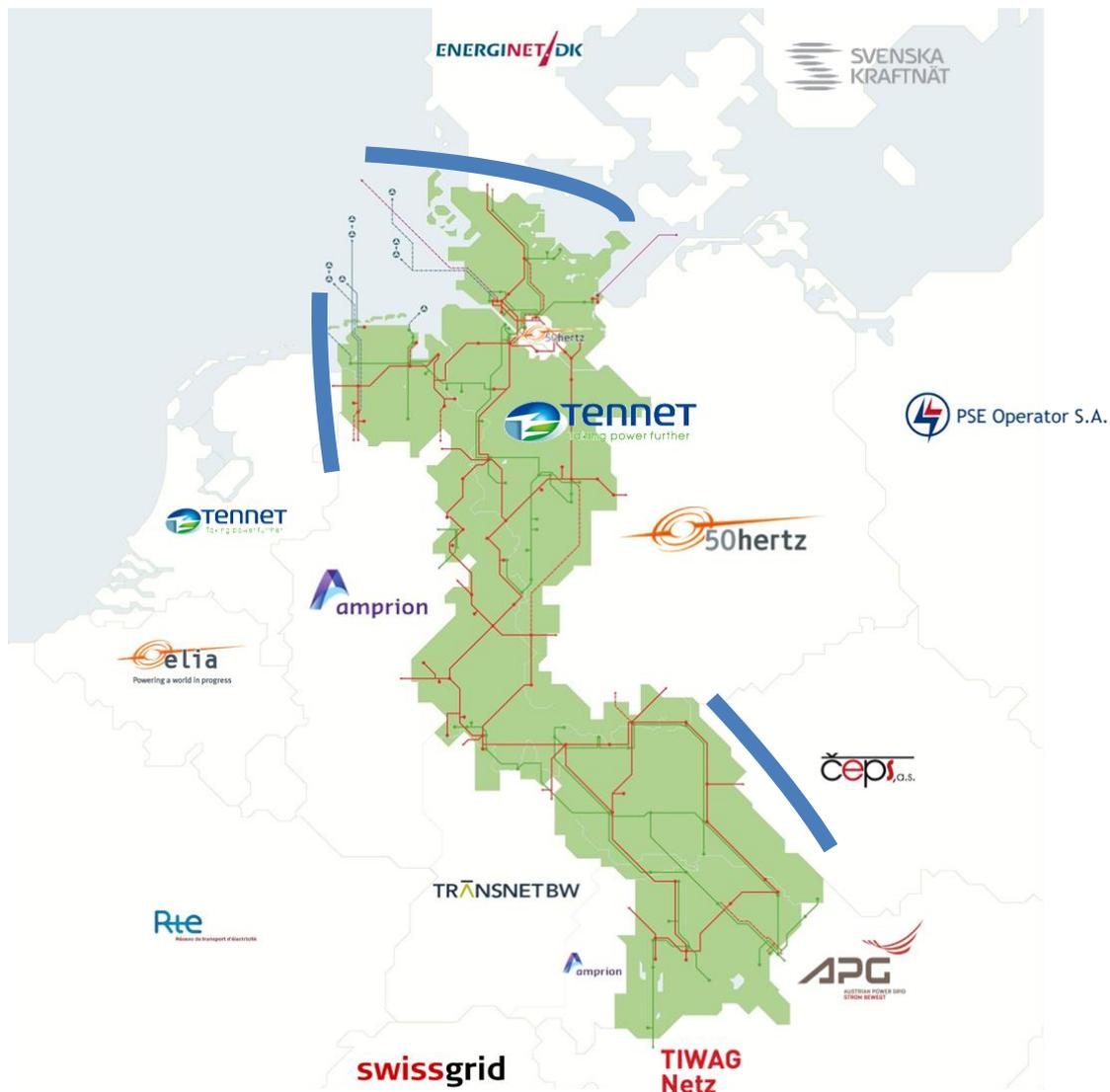


Abbildung 2: Topografie und Schnittstellen zu Nachbarnetzen

3.2 Tabelle aller Grenzkuppelstellen an strukturellen Engpässen

Nachfolgend sind in Tabelle 1 alle Grenzkuppelleitungen der engpassbehafteten Grenzen mit ihren Bezeichnungen aufgeführt.

Nr.	Partner	Spannung	Stromkreisbezeichnung TenneT D
1	CEPS	380 kV	SK Etzenricht-Hradec 441
2	CEPS	380kV	SK Etzenricht-Prestice 442
3	TTB	380 kV	Diele-Meeden schwarz
4	TTB	380 kV	Diele-Meeden weiß
7	EnDK	380 kV	Audorf-Kassö blau 2, Flensburg
8	EnDK	380 kV	Audorf-Kassö grün 1, Flensburg
9	EnDK	220 kV	Flensburg-Kassö rot
10	EnDK	220 kV	Flensburg-Ensted gelb

Tabelle 1: Grenzkuppelleitungen

3.3 Grenzkuppelstelle CZ

TTG bestimmt für die Übertragungsrichtung CZ - DE regelmäßig den maximalen Kapazitätswert (TTC). Die Kapazität in der Gegenrichtung DE – CZ wird dagegen nur im Rahmen der Berechnung der Jahreskapazität bestimmt. Dieser Jahreswert lag bislang immer deutlich höher als der von CEPS - ggf. auch kurzfristiger - ermittelte Wert und bestimmte somit nicht das Auktionsergebnis. Insofern besteht aus Sicht von TTG bisher keine Notwendigkeit für eine kurzzyklischere, also monatliche oder tägliche Bestimmung.

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf die Kapazitätsberechnungen CZ- DE: Der Kapazitätswert für die kombinierte Grenzkuppelstelle zwischen Polen/Tschechien und Deutschland umfasst neben der Schnittstelle zwischen TTG und CEPS auch die Grenzabschnitte zwischen 50Hertz Transmission und CEPS sowie zwischen 50Hertz Transmission und PSE-O (Polen). Der NTC-Wert wird durch TTG unter der Prämisse eines n-1-sicheren Netzbetriebes zunächst für die obige vollständige deutsche Grenze bestimmt und anschließend hälftig auf die beiden deutschen Schnittstellenanteile von 50Hertz Transmission und TTG aufgeteilt. Bei der Berechnung des NTC wird eine TRM von 100 MW für die gesamte deutsche Grenze in Ansatz gebracht. Die TRM kann hier geringer angesetzt werden als das mit der ENTSO-E Wurzelformel berechnete Ergebnis, da eine genauere Analyse der zu Grunde liegenden Unsicherheiten durchgeführt wurde. Zur Datengrundlage zur Bestimmung des TTC-Wertes siehe Abschnitt 3.6.

3.4 Grenzkuppelstelle NL

Für den maximalen Import- und Export der Niederlande existiert eine Vereinbarung zwischen den Anrainer-ÜNB TenneT TSO BV (NL), TTG, Amprion (jeweils DE) und Elia (BE), die dem niederländischen Gesetz Rechnung trägt: Der maximale NTC in Summe über alle 3 NL-Grenzabschnitte beträgt 3850 MW. Dieser Wert geht als Ausgangswert in die Bestimmung der bilateralen NTCs und der Summen-Kapazität der sogenannten „C-Funktion“ für die deutsche Süd-Westgrenze durch die zuständigen netzverantwortlichen ÜNB ein. Die Aufteilung auf die betroffenen Grenzen erfolgt immer in einem festgelegten Verhältnis. Steht der maximale NTC-Wert der niederländischen Grenze nicht zur Verfügung, so werden die einzelnen Grenzen proportional reduziert. TenneT TSO BV koordiniert für alle betroffenen vier ÜNB die betriebliche Abstimmung der auktionenrelevanten Kapazitätswerte.

Windprognose DE (MW)		Export DE (MW)			Import DE (MW)		
		C-Funktion	DE => NL	TTG => NL	C-Funktion	NL => DE	NL => TTG
von	bis						
0	7000	7449	2449	924	8249	2449	924
7001	11000	6749	2449	924	7987	2187	825
11001	14000	5649	2449	924	7727	1927	727
14001	18000	4500	1800	679	7465	1665	628
18001	∞	3468	1468	554	7268	1468	554

Tabelle 2: Werte der C-Funktion

Für den Kapazitätswert „Export aus DE über das deutsche C“ wurde als Maximum 7449 MW ermittelt. Neueste betriebliche Erfahrungen sowie Simulationsrechnungen zeigen, dass ab diesem kommerziellen Leistungsaustausch massive Engpässe in der betrachteten Netzregion auftreten. Abhängig von der Winderzeugung in Deutschland sowie ggf. weiterer Einflussgrößen ist dieser maximale Exportwert nach unten zu korrigieren. Die Werte der C-Funktion liegen gegenwärtig für den Export zwischen 3468 MW und 7449 MW, für den Import zwischen 7268 MW und 8249 MW. In Tabelle 2 ist diese Abhängigkeit dargestellt und der Anteil daran für die niederländische Grenze und TTG aufgeführt.

Im Falle des oben genannten niederländischen Maximalaustausches entfällt also ein NTC-Anteil in Höhe von 924 MW je Richtung auf die bilaterale Schnittstelle zwischen TTG und TenneT TSO BV. Dieser anteilige NTC-Wert unterliegt der oben (siehe Abschnitt 2.1 und Tabelle 1) beschriebenen C-Funktionsarithmetik. Natürlich werden im Falle von geplanten Betriebsmittelabschaltungen bedarfsabhängig auf der Grundlage von Simulationsrechnungen die berechneten Werte weiter angepasst. Diese Windabhängigkeit schlägt sich naturgemäß nur in den Day-Ahead freigegebenen Kapazitäten nieder. Die langfristig vergebenen Kapazitäten bleiben von der Einführung der C-Funktion unberührt.

Für die TRM wird die ENTSO-E Wurzelformel angewendet, bezogen auf die 6 Kuppelleitungen von Amprion

und TTG.zwischen Deutschland und den Niederlanden. Daraus ergibt sich $\sqrt{6} \cdot 100\text{MW} = 244,9\text{ MW}$ gerundet 250 MW als Summenwert für Deutschland. Zur Datengrundlage zur Bestimmung des TTC-Wertes siehe Abschnitt 3.6.

3.5 Grenzkuppelstelle DK

An der Grenzkuppelstelle zwischen Energinet.dk und TTG findet aufgrund der fehlenden netztechnischen Vermaschung ein gerichteter Betrieb statt. Infolgedessen sind die Werte der verfügbaren Übertragungskapazität bei gegebener Netztopologie weitgehend statisch. Nach Netzertüchtigung betrug der maximale NTC seit dem 01.02.2007 1.500 MW in Richtung DK West - DE und 950 MW in Richtung DE – DK West. Diese statischen Werte wurden im Falle von geplanten Abschaltungen und bei besonderen Konstellationen der Windenergieeinspeisung entsprechend angepasst.

Durch Netzausbau und Optimierung der vorhandenen Kuppelleitungsnutzung nicht zuletzt durch den Einsatz von Phasenschiebern ist ab September 2012 eine maximale Übertragungskapazität von 1.780 MW in Richtung DK-DE und von 1.500 MW in Richtung DE-DK möglich. Die Erhöhung der maximalen Kapazitäten wird bei der weiterhin vorhandenen Windeinspeiseabhängigkeit nur zeitweise zu realisieren sein.

Durch den gerichteten Betrieb, kann im Fall DK die Höhe der TRM genauer und geringer als mit der ENTSO-E Wurzelformel bestimmt werden. Die Höhe der TRM beträgt 100 MW in beide Richtungen. Zur Datengrundlage zur Bestimmung des TTC-Wertes siehe Abschnitt 3.6.

3.6 Datengrundlage zur TTC Bestimmung

Jahreskapazität:

Die Berechnungen zur Jahreskapazität werden auf der Grundlage von halbjährlich zwischen den UCTE-Mitgliedern abgestimmten Referenzdatensätzen (Sommer, Winter) durchgeführt. Hierzu wird der verwendete 380/220-kV-Referenzdatensatz netzgebietsbezogen um kritische 110-KV-Netzbetriebsmittel ergänzt und unter Berücksichtigung des zum Zeitpunkt der Berechnung bekannten Jahresabschaltprogramms sowie ungünstiger sich überlagernder Szenarien angepasst. Für die Windenergieerzeugung wird eine Maximalwindsituation in Deutschland unterstellt.

Monatskapazität:

Die Berechnungen zur Monatskapazität des Folgemonats werden auf der Grundlage des netzgebietsbezogen um 110-KV-Netzelemente ergänzten charakteristischen DACF-Datensatzes durchgeführt. Für die Grenze CZ – DE wird in der Regel der 10:30Uhr-Datensatz des letzten Mittwochs des Vormonats verwendet. Für die Grenze NL – DE und DK - DE wird der 10:30Uhr-Datensatz des ersten Mittwochs des Vormonats verwendet. Der verwendete Datensatz wird auf den aktuellen Stand des Abschaltprogramms und ggf. sowie ungünstiger sich überlagernder Konstellationen hin angepasst. Für die Windenergieerzeugung wird eine saisonal typische Maximalwindsituation in Deutschland unterstellt.

Tageskapazität:

Eine tägliche Neuberechnung erfolgt bei Bedarf. Grundsätzlich wird von den Ergebnissen der Berechnung zur Monatskapazität ausgegangen und werktäglich geprüft inwieweit Änderungen der Topologie oder weitere Lastflussparameter die Situation an der Grenzkuppelstelle kurzfristig verändern. Des Weiteren werden die

aktuellsten Prognosen für Wind- und PV-Einspeisung sowie für die Netzlast berücksichtigt. Die Anwendung der Optimierungen zur Kapazitätsberechnung erfordern weitere Rechenzyklen.