

Themenpapier 39: Umgang mit ENTSO-E Network Codes in der Schweiz

6. Dezember 2017

Position der Branche

Im Rahmen des Dritten Energiebinnenmarktpaketes der EU konkretisiert ENTSO-E („European Network of Transmission System Operators for Electricity“) die Grundsätze der Framework Guidelines von ACER mit acht Network Codes (NC). Diese NC etablieren einheitliche Regeln zum Stromhandel sowie zu technischen Anforderungen an das Stromnetz und den Anlagebetrieb. Formell beschränkt sich der Geltungsbereich der NC auf die Staaten der EU und des EWR. Sie können in der Schweiz jedoch gleich wie die Branchendokumente des VSE oder Bestimmungen, Normen und Empfehlungen anderer anerkannter Fachorganisationen gehandhabt werden.

Die Strombranche regelt darum den Umgang mit den ENTSO-E NC bis zum Abschluss eines bilateralen Stromabkommens subsidiär. Sie berücksichtigt dabei die sichere Elektrizitätsversorgung gemäss Art. 1 Abs. 1 StromVG sowie die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft gemäss Art. 1 Abs. 2 StromVG im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse. Sie definiert dazu einen effizienten Prozess und für die dazu notwendige Bewertung aussagekräftige und nachprüfbare Kriterien.

Botschaft

Der Umgang mit den ENTSO-E NC in der Schweiz wird bis zum Abschluss eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU durch die Elektrizitätsbranche subsidiär festgelegt. Das vorliegende Dokument beschreibt die Grundsätze zur Beurteilung, ob die einzelnen Bestimmungen aus den NC zum jetzigen Zeitpunkt umzusetzen sind oder ob eine Umsetzung zurückgestellt wird. Der Prozess soll möglichst schlank gehalten werden, eine pragmatische Lösungsfindung ermöglichen und der Diskussion zur Umsetzung eine stabile Struktur geben. Ziel ist ein für die Schweizer Elektrizitätsbranche optimaler Umgang mit den NC unter Berücksichtigung der Systemstabilität, Systemsicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Kosten und weiterer Kriterien.

Chancen und Risiken

Chancen

- Die Entscheide zum Umgang mit den einzelnen Bestimmungen aus den ENTSO-E NC werden subsidiär durch die Elektrizitätsbranche getroffen
- Die Entscheide zum Umgang mit den einzelnen Bestimmungen aus den ENTSO-E NC erfolgt auf Basis eines transparenten Prozesses mit klaren Begründungen
- Die Umsetzung einzelner Bestimmungen aus den ENTSO-E NC erfolgt effizient und koordiniert

Risiken

- Die Kosten-Nutzen-Analyse zu den einzelnen Bestimmungen kann zeitaufwändig und das Kosten-Nutzen-Verhältnis nicht immer klar bezifferbar sein
- Der Prozess führt unter Umständen zu keiner Einigung innerhalb der Elektrizitätsbranche

Herleitung/Begründung

1. Rechtliche Grundlagen für den Umgang mit den ENTSO-E Network Codes in der Schweiz

Im Rahmen des Dritten Energiebinnenmarktpaketes der EU konkretisiert ENTSO-E die Grundsätze der Framework Guidelines von ACER mit acht Network Codes (NC)^{1,2}.

NC etablieren einheitliche Regeln zum Stromhandel sowie zu technischen und betrieblichen Anforderungen an das Stromnetz und den Anlagebetrieb. Sie setzen damit auch Zuverlässigkeitsstandards des europäischen Stromnetzes und beschreiben die Schnittstellen zwischen den beteiligten Akteuren. Die neuen Regelungen ergänzen oder aktualisieren die bestehenden Regelungen des "Operation Handbook of Continental Europe".

Bis zum Abschluss eines bilateralen Abkommens für den Strombereich zwischen der Schweiz und der EU beschränkt sich der Geltungsbereich der NC formell auf die Staaten der EU und des EWR, sie können jedoch in der Schweiz gleich wie die Branchendokumente des VSE oder Bestimmungen, Normen und Empfehlungen anderer anerkannter Fachorganisationen gehandhabt werden.

Die folgenden Ausschnitte aus Gesetzen und Verordnungen geben einen Überblick über die rechtlichen Vorgaben.

Art. 3 StromVG (Kooperation und Subsidiarität)

¹[...]

² Vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften prüfen sie [Bund und Kantone] freiwillige Massnahmen dieser Organisationen. Soweit möglich und notwendig, übernehmen sie deren Vereinbarungen ganz oder teilweise in das Ausführungsrecht.

Art. 8 Abs. 1d StromVG (Aufgaben der Netzbetreiber)

¹ Die Netzbetreiber koordinieren ihre Tätigkeiten. Ihnen obliegt insbesondere: [...]

- d. die Erarbeitung der technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzbetrieb. Sie berücksichtigen dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen.

¹ Rechtliche Umsetzung der NC in der EU als Verordnungen, d.h. mit direkter Anwendbarkeit in den EU-Mitgliedsstaaten.

² Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Art. 5 Abs. 1 und 6 StromVV (Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen Netzbetriebs)

¹ Die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten treffen vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Nebst verbindlichen Vorgaben berücksichtigen sie dabei:

- a. Regelwerke, Normen und Empfehlungen von anerkannten Fachorganisationen, insbesondere der «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)»; [...]

⁶ Das Bundesamt für Energie (BFE) kann technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festlegen und internationale technische und administrative Bestimmungen und Normen sowie Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen für verbindlich erklären.

EICom (2012): Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E Network Codes, 1. März 2012

Formell beschränkt sich der Geltungsbereich der NC auf die Staaten der EU. Die NC sind nach schweizerischem Recht unverbindlich, können jedoch gleich wie die Branchendokumente des VSE oder Bestimmungen, Normen und Empfehlungen anderer anerkannter Fachorganisationen gehandhabt werden.

Vor diesem Hintergrund klärt dieses Themenpapier die Kriterien für den Umgang mit einzelnen Regelungen der NC unter Berücksichtigung der technischen, betrieblichen und finanziellen Auswirkungen auf die Schweizer Strombranche.

2. Vorgaben der ENTSO-E

Ungeachtet der gesetzlichen Grundlage ist Swissgrid als Vollmitglied des ENTSO-E grundsätzlich³ verpflichtet, innerhalb von ENTSO-E gemeinsam entwickelte Regelwerke und Normen – inklusive NC – umzusetzen. Somit steht sie in einem Spannungsverhältnis zwischen den rechtlichen Vorgaben der Schweiz und den Statuten der ENTSO-E. Allerdings kann eine solche Verpflichtung nur so weit gehen, wie Swissgrid in der Schweiz auch Kompetenzen zur Umsetzung dieser Regelungen hat. Daneben sind Schweizer Marktteilnehmer und auch Swissgrid von einigen NC explizit ausgeschlossen, was bei der Bewertung berücksichtigt werden muss.

3. Überblick über die ENTSO-E Network Codes

NC die den Handel betreffen:

- Capacity Allocation and Congestion Management (CACM-Verordnung)⁴
- Forward Capacity Allocation (FCA-Verordnung)⁵
- Electricity Balancing (EB-Verordnung)⁶

³ Art. 4 „Purpose of the Association“ und Art. 12 „Suspension of participation and/or voting rights – Exclusion of Members, Associated Members and Observers Members“ der Articles of Association, ENTSO-e (30.9.2014).

⁴ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

⁵ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität.

⁶ Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel vom 13. Juli 2009.

NC zum Netzanschluss:

- Requirements for Generators (RfG-Verordnung)⁷
- Demand Connection Code (DCC-Verordnung)⁸
- High Voltage Direct Current Connections (HVDC-Verordnung)⁹

NC zum Netzbetrieb:

- System Operation Guideline (SO-Verordnung)¹⁰
- Emergency and Restoration (ER-Verordnung)¹¹

4. Grundsätze für den Umgang mit den ENTSO-E Network Codes in der Schweiz

Die Strombranche regelt den Umgang mit den NC in der Schweiz bis zum Abschluss eines bilateralen Stromabkommens mit der EU subsidiär. Dabei stehen die Systemsicherheit und der Nutzen für die Schweizer Elektrizitätswirtschaft im Vordergrund. Ebenfalls ist die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft anzustreben. Dazu gehören insbesondere die Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, Lieferanten, Händler, Systemdienstleistungserbringer und Bilanzgruppenverantwortlichen.

Bei der Festlegung des Umgangs mit den ENTSO-E NC kommen folgende Grundsätze zur Anwendung:

- Der Zeithorizont für das vorliegende Dokument dauert bis zum Abschluss eines bilateralen Stromabkommens mit der EU.
- Sollten sich die Rahmenbedingungen signifikant verändern (bspw. Abschluss eines bilateralen Stromabkommens mit der EU, Lockerung des Ausschlusses der Schweiz vom Market Coupling, etc.) wird der Analyseprozess für die betroffenen Bestimmungen der NC wiederholt.
- Teile der NC, bei denen die Schweiz explizit ausgeschlossen ist, werden noch nicht umgesetzt.
- Alle Bestimmungen aus den NC werden im Rahmen des im vorliegenden Dokument beschriebenen Prozesses einzeln geprüft und beurteilt.
- Die einzelnen Bestimmungen aus den NC werden umgesetzt, wenn die Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung der Systemsicherheit und -stabilität, der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft sowie der finanziellen Auswirkungen und ggf. weiterer Kriterien ein positives Resultat erbringt.
- Die Umsetzung der Bestimmungen aus den NC soll zu keinen Nachrüstpflichten in Anlagen führen (keine Retrofits).
- Vor der Umsetzung jeder einzelnen Bestimmung aus den NC muss die Kostentragung geklärt sein.
- Die Umsetzung der Bestimmungen aus den NC in den Branchendokumenten erfolgt gemäss den etablierten Prozessen des VSE. Beim Vorliegen zwingender Gründe (bspw. Gefährdung der Systemsicherheit oder -stabilität bei nicht unmittelbarer Umsetzung), können einzelne Bestimmungen auch prioritär – d.h. nicht erst bei der nächsten Überarbeitung der betroffenen Dokumente, sondern auf schnellstem Wege – umgesetzt werden.

⁷ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger.

⁸ Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss.

⁹ Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.

¹⁰ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

¹¹ Noch nicht rechtskräftig. (Stand 08.11.17).

5. Governance und Aufgabenteilung

Für die Analyse wurde zu jedem NC festgelegt, welche Organisation den Lead hat.

NC im Lead des VSE:

- Requirements for Generators (RfG-Verordnung)
- Demand Connection Code (DCC-Verordnung)
- High Voltage Direct Current (HVDC-Verordnung)
- Capacity Allocation and Congestion Management (CACM-Verordnung)
- Forward Capacity Allocation (FCA-Verordnung)

NC im Lead der Swissgrid

- System Operation Guideline (SO-Verordnung)
- Emergency and Restoration (ER-Verordnung)
- Electricity Balancing (EB-Verordnung)

Die Organisation im Lead beruft für jeden der ihr zugeteilten NC eine Arbeitsgruppe mit ausgewogener Vertretung der Branche ein. Diese Arbeitsgruppen erstellen eine Gap Analyse. Diese Analyse zeigt, wo die Schweizer Gesetzgebung bzw. die Branchendokumente des VSE oder andere Dokumente bei einer Umsetzung anzupassen wären. Ein Gap beschreibt also eine Bestimmung aus einem NC, welche heute nicht oder anderslautend in den Schweizer Gesetzen, Verordnungen oder Branchendokumenten abgebildet ist. Zu allen im Kapitel 3 genannten NC liegen sowohl die Ergebnisse als auch eine Zusammenfassung der Gap Analyse vor.

Für jeden einzelnen Gap oder für Gruppen zusammenhängender Gaps (im Folgenden „Gap“) erarbeiten die Arbeitsgruppen anhand eines einheitlichen Prozesses eine Empfehlung, wie mit diesem Gap umzugehen ist (vgl. Kapitel 6). Sie übergeben die Gap Analyse der Kommission EVU – TSO. Diese hat eine Koordinationsfunktion und behandelt allfällige Unstimmigkeiten aus den Arbeitsgruppen. Sie kann dazu eigene Empfehlungen abgeben. Wo die Umsetzung Anpassungen in Branchendokumenten erfordert, erfolgen diese bei der nächsten Überarbeitung gemäss den etablierten Prozessen des VSE. Dazu werden die Gap Analysen und die Empfehlungen den für ein bestimmtes Branchendokument verantwortlichen Kommissionen übergeben. Diese entscheiden, wo im Dokument und mit welcher Formulierung ein Gap geschlossen werden soll. Sie nehmen gegebenenfalls Rücksprache mit der Arbeitsgruppe. Falls gegenseitige Abhängigkeiten zwischen Gaps bestehen, sollen Anpassungen möglichst gleichzeitig erfolgen. Bei Gaps ohne Abhängigkeiten soll die Umsetzung so koordiniert werden, dass der administrative Aufwand der Anpassungen möglichst gering ist.

Bei der Genehmigung der VSE Dokumente im VSE Vorstand wird aufgezeigt, welche Gaps warum umgesetzt, bzw. in dieser Überarbeitung nicht umgesetzt wurden. Zudem müssen Abweichungen gegenüber der Empfehlung der Kommission EVU – TSO, bzw. der Arbeitsgruppen begründet werden.

Falls Anpassungen auf Gesetzes- oder Verordnungsstufe notwendig sind, erfolgt die Positionsfindung des VSE nach den etablierten Prozessen.

6. Prozess zur Festlegung des Umgangs mit den ENTSO-E Network Codes in der Schweiz

Der vollständige Prozess zur Festlegung vom Umgang mit jedem Gap ist in Abbildung 1 abgebildet und im folgenden Text detailliert erklärt.

Prozessschritt 1: Verantwortung Swissgrid

Geprüft wird zuerst, ob die Umsetzung eines Gaps in der alleinigen Verantwortung von Swissgrid liegt (**Prozessschritt 1.1**). Wird dies verneint oder betrifft es die Branchendokumente in Verantwortung Swissgrid (Transmission Code Schweiz (TC), Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz (NNMÜ), Balancing-Concept Schweiz (BC)), kann mit Prozessschritt 2 weiter verfahren werden (**Prozessschritt 1.2**). Andernfalls stellt sich die Frage, ob andere Parteien von einer Umsetzung wesentlich betroffen sind (**Prozessschritt 1.3**). Ist dies der Fall (bspw. durch Anpassungen an den Vertragsmustern von Swissgrid, durch eine wesentliche Kostenfolge, etc.) gewährleistet Swissgrid den erforderlichen und frühzeitigen Einbezug der Betroffenen (insb. über eine Konsultation und Verhandlungen). Allfällige Umsetzungen sollen zu keinen Nachrüstpflichten in Anlagen (Retrofit) führen. In allen anderen Fällen entscheidet Swissgrid unilateral über den Umgang mit den entsprechenden Gaps.

Prozessschritt 2: Schweiz ausgeschlossen

Ist die unilaterale Umsetzung von Prozessen durch die Schweiz, zum Beispiel aufgrund einer Drittstaatenklausel nicht möglich, wird die weitere Beurteilung dieses Gaps zurückgestellt, bis sich die Voraussetzungen ändern.

Prozessschritt 3: Einstimmiger Vorgehensvorschlag

Bei den verbleibenden Gaps ermittelt die Arbeitsgruppe, ob es Einstimmigkeit zum Umgang mit dem Gap gibt. Folgende Ergebnisse sind möglich:

- a) Die Arbeitsgruppe kommt ohne Gegenstimme zum Schluss, dass ein Gap umgesetzt werden soll (weiter mit Prozessschritt 5);
- b) Die Arbeitsgruppe kommt ohne Gegenstimme zum Schluss, dass ein Gap nicht umgesetzt werden soll (keine materielle Relevanz, keinen erkennbaren Nutzen oder die Nachteile einer Umsetzung überwiegen die Vorteile deutlich), bis sich die Rahmenbedingungen wesentlich ändern und es darum zu einer Neubeurteilung kommt;
- c) Besteht innerhalb der Arbeitsgruppe keine Einstimmigkeit zum Umgang, wird der Gap einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Bei a) und b) werden die Ergebnisse bspw. in den Dokumenten der Gap Analyse erfasst, sodass der Entscheid nachvollziehbar bleibt. Bei c) wird das Bewertungsraster im Anhang 5 verwendet.

Prozessschritt 4: Kosten-Nutzen-Analyse

Als Werkzeug verwendet die Arbeitsgruppe das Bewertungsraster im Anhang 5. Die kurz- und langfristigen Folgen (Kosten und Nutzen) einer Umsetzung bzw. Nichtumsetzung sollen umschrieben werden, sodass eine begründete Entscheidung möglich wird. Bei grösseren Unterschieden zwischen den kurz- und langfristigen Folgen sollten diese bei Bedarf gesondert verdeutlicht werden. Wenn sinnvolle Quantifizierungen möglich sind, sollen diese aufgeführt werden. Die Analyse der Kosten und Nutzen wird unter Berücksichtigung des Zweckartikels des Stromversorgungsgesetzes folgenden Kriterien unterzogen:

- Systemstabilität und Systemsicherheit: hat ein Zurückstellen der Umsetzung der Regelung nachvollziehbare, negative Auswirkungen auf einen oder mehrere Parameter der Systemstabilität resp. der Systemsicherheit (bspw. bezüglich N-1, Spannungshaltung, Frequenzstabilität, Abstimmung bzw. Datenaustausch mit Partnern etc.)?
- Wettbewerbsfähigkeit der Kraftwerke und Händler: welchen Einfluss hat die Umsetzung auf den internationalen Marktzugang für Schweizer Kraftwerke und Händler (gemäss Zweckartikel StromVG)
- Mittelbare und unmittelbare finanzielle Auswirkungen: welche Kosten fallen an oder können vermieden werden und von wem werden sie getragen?
- Weitere Kriterien:
 - Verbesserung bestehender Abläufe und Prozesse
 - Zusammenarbeit mit Nachbar-TSOs (u.a. Austausch von Informationen, Daten und Messungen)
 - etc.

Der Arbeitsgruppe steht es offen, alternative Umsetzungsvarianten vorzuschlagen. Diese werden mit denselben Kriterien beurteilt und gegeneinander abgewogen.

Kommt die Kosten-Nutzen-Analyse zu einem negativen Ergebnis, so wird auf eine Umsetzung des Gaps verzichtet bis sich die Rahmenbedingungen wesentlich ändern und es darum zu einer Neubeurteilung kommt.

Prozessschritt 5: Kostentragung

Kommt die Arbeitsgruppe ohne Gegenstimme zum Schluss, dass ein Gap umgesetzt werden soll (Prozessschritt 3) oder ist das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse positiv (Prozessschritt 4), wird ein Vorschlag für die Kostentragung erarbeitet. Besteht Einstimmigkeit in der Arbeitsgruppe bezüglich der Kostentragung, wird eine zeitlich koordinierte Umsetzung eingeleitet. Besteht keine Einstimmigkeit, wird der Prozess ohne konkretes Ergebnis abgeschlossen und die unterschiedlichen Positionen dokumentiert.

Das Resultat „keine Einigung“ ist grundsätzlich bei jedem Prozessschritt möglich, auch wenn das aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht explizit aufgeführt ist (bspw. bei Bedenken hinsichtlich Systemsicherheit). Kann zu einem Gap in der Analyse keine Einigung erzielt werden, steht es jeder Partei offen, das Anliegen an höhere Gremien (zuerst Kommission EVU-TSO, anschliessend Geschäftsleitung, Vorstand und/oder Behörden) zu eskalieren (bspw. Prozessschritt 4: Resultat der Kosten-Nutzen-Analyse bzw. der Umgang mit dem Resultat wird von einer Partei in Frage gestellt; Prozessschritt 5: Unklarheit oder keine Einigkeit, wer die Kosten zu tragen hat).

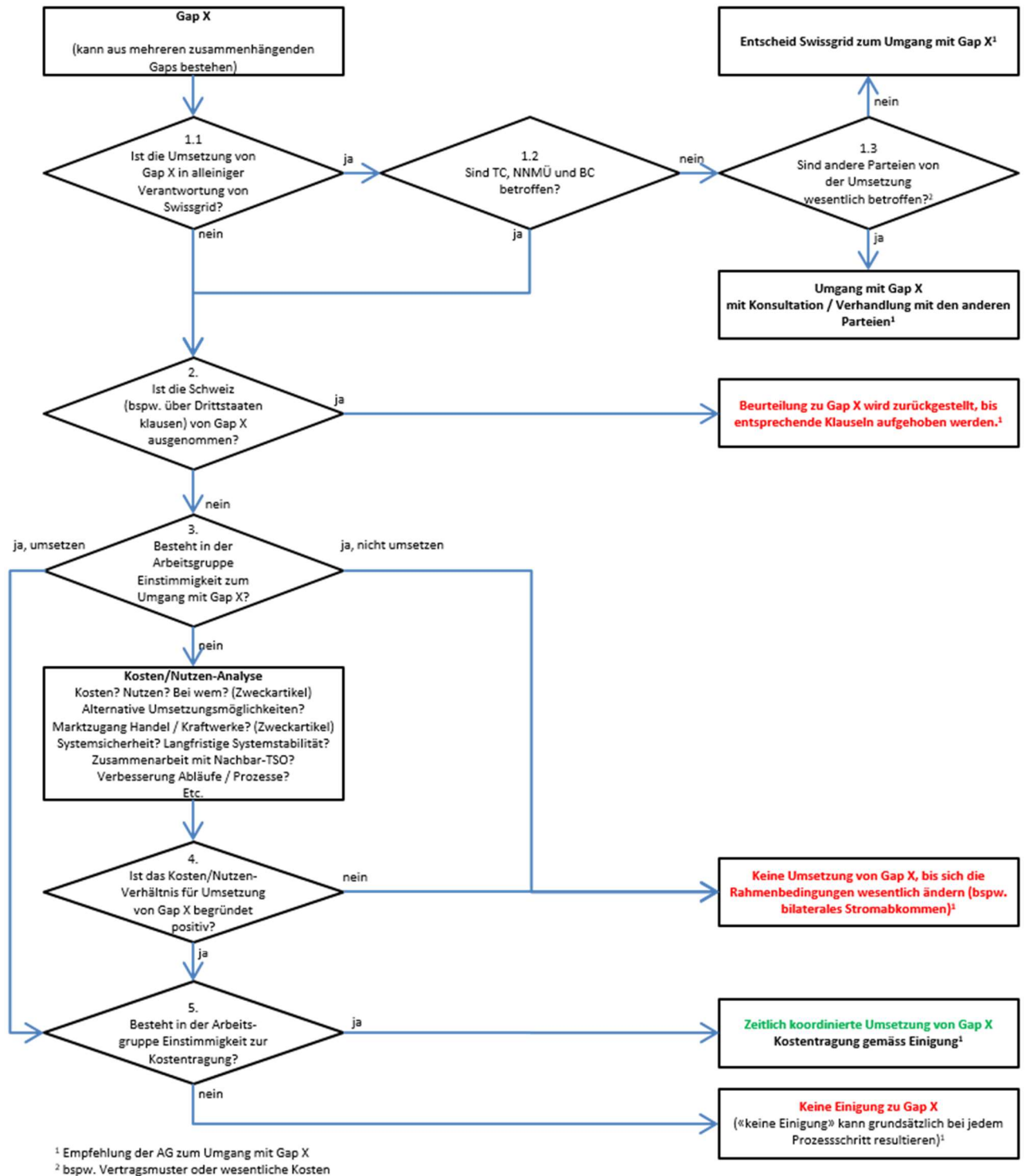


Abbildung 1 Prozess zur Festlegung des Umgangs mit den ENTSO-E Network Codes

Gesetzliche Ausgangslage

- Bundesgesetz über die Stromversorgung (SR 734.7, Stromversorgungsgesetz (StromVG)) vom 23. März 2007 (Stand: 1. Juni 2015).
- Stromversorgungsverordnung (SR 734.71, StromVV) vom 14. März 2008 (Stand: 1. Januar 2017).
- ElCom (2012), Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E-Network Codes, 1. März 2012.

Europäische Regelungen

- Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel vom 13. Juli 2009.
 - Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.
 - Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität.
 - Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger.
 - Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss.
 - Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.
 - COMMISSION REGULATION (EU) [year]/[number] of [date] establishing a network code on electricity emergency and restoration. (provisional)
 - Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.
-

Auskünfte

Olivier Stössel Telefon: 062 825 25 51
E-Mail: olivier.stoessel@strom.ch

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch

Anhang 1: Inhalt der einzelnen Network Codes

Die **CACM-Verordnung** legt Prozesse und Standards zur Berechnung und Zuteilung zonenübergreifender Übertragungskapazität für die Day-Ahead und Intraday Märkte fest und schafft so die Basis für ein Market Coupling (MC). Zusammen mit den beiden anderen Energiemarktcodes (NC FCA und EB) schafft die CACM-Verordnung die Grundlage zu einem integrierten Strommarkt in Europa. Sie sieht vor, dass für die Kapazitätsberechnung ein lastflussbasierter Ansatz angewendet und die Kapazitätsallokation implizit (d.h. direkt anhand der gehandelten Strommenge) erfolgt. Weiter äussert sie sich zu den institutionellen Rollen bei der Kapazitätszuteilung sowie zu den Methoden zur Definition und Prüfung der Bidding Zones. Die CACM-Verordnung enthält eine Klausel, wonach die Schweiz nur am MC teilnehmen darf, wenn sie die wesentlichen Regeln der EU für den Strombereich anwendet und durchsetzt sowie ein bilaterales Abkommen mit der EU über die Zusammenarbeit im Strombereich besteht. Die EU-Kommission soll basierend auf der Meinung von ACER über die Teilnahme der Schweiz entscheiden. Die EU-Kommission hat der Swissgrid im November 2014 mitgeteilt, dass es kurzfristig keine Teilnahme der Schweiz geben und dass nach wie vor eine gesamthafte Lösung in Form eines Stromabkommens angestrebt werde.

Die **FCA-Verordnung** etabliert Regeln zur Berechnung und Zuteilung langfristiger zonenübergreifender Übertragungskapazität. Dazu werden einheitliche Methoden festgelegt und die Ausgestaltung der langfristigen Übertragungsrechte definiert. Weiter wird die Gestaltung einer einzelnen europäischen Allokationsplattform (Single Allocation Platform; SAP) für die Vergabe langfristiger zonenübergreifender Übertragungskapazität und deren Zuständigkeiten geregelt.

Die FCA-Verordnung enthält ähnlich wie die CACM-Verordnung eine Klausel, wonach die SAP den in der Schweiz tätigen Marktteilnehmern und dem ÜNB offenstehen kann, sofern die wesentlichen Regeln der EU für den Strommarkt in den nationalen Gesetzen der Schweiz umgesetzt sind sowie ein bilaterales Abkommen mit der EU über die Zusammenarbeit im Strombereich besteht. Demgemäss wird Swissgrid von einer Teilnahme an der SAP ausgeschlossen sein.

Die **EB-Verordnung** soll Regeln für einen zonenüberschreitenden Regelenenergie- und Reservemarkt festlegen. Die an diesem Markt teilnehmenden Anbieter sollen europaweit Produkte anbieten können, die anhand einer Merit-Order Kurve selektioniert werden.

Mittlerweile wurde in der EB-Verordnung eine spezifische Klausel für einen Ausschluss der Schweiz vom Strombinnenmarkt der EU wie in der CACM-Verordnung und in der FCA-Verordnung aufgenommen. In der gegenwärtigen Form ist eine Teilnahme der Schweiz zumindest aber nicht per se ausgeschlossen.

Die **RfG-Verordnung** beschreibt die technischen Netzanschlussbedingungen für Produktionsanlagen, die Auswirkungen auf die Systemstabilität der Netze haben, insbesondere bezüglich Frequenz- und Leistungsstabilität. Eine allfällige Anwendung der RfG-Verordnung auf bestehende Produktionsanlagen erfolgt entweder nach Bestimmung der nationalen Regulierungsbehörde oder nach Vorschlag des nationalen Übertragungsnetzbetreibers, wobei letzterer auf einer quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse basieren muss.

Die **DCC-Verordnung** etabliert Regeln für den Netzanschluss von nachgelagerten Verteilnetzen oder Strombezüglern, welche alleine oder zusammen mit anderen Strombezüglern Einfluss auf die grenzüberschreitende Systemsicherheit haben, um ein effizientes Lastenmanagement zu ermöglichen. Die

Regelungen der DCC-Verordnung gelten nicht für Pumpspeicherkraftwerke, die in einem Pump- und Erzeugungsmodus betrieben werden können (diese Anlagen fallen unter die RfG-Verordnung).

Die **HVDC-Verordnung** definiert die technischen Anforderungen an künftige Anschlüsse von Hochspannungs-Gleichstromleitungen sowie deren Hauptkomponenten. Dieser NC könnte langfristig für die Pumpspeicherkraftwerke von Bedeutung sein.

Die **SO-Verordnung** ist durch die Zusammenlegung der NC Operational Security, Operational Planning & Scheduling sowie Load Frequency Control and Reserves entstanden. Sie definiert Sicherheitsanforderungen (Engpass-, Lastfluss-, Kurzschluss- und dynamisches Stabilitäts-Management) für die Betriebsplanung und den operativen Betrieb der Übertragungssysteme sowie den entsprechenden Datenaustausch. Sie definiert auch Anforderungen an Betriebs- und Zeitplanungsprozesse, um eine einheitliche und koordinierte Vorbereitung des Echtzeitbetriebs sicherzustellen. In diesem Zusammenhang regelt sie, wie sich die ÜNB koordinieren und bei der Erstellung der Massnahmen zur Erreichung eines sicheren Netzzustands zusammenarbeiten müssen. Im Weiteren beschreibt sie Prozesse zwischen den ÜNB zur Netzregelung (bspw.: Definition und Austausch der Regelreserve, Qualitätskriterien, Regelungsstruktur, etc.). In diesem Rahmen definiert die TSO-Verordnung technische Rahmenbedingungen für den europäischen Regelenenergiemarkt. Aspekte, welche sich auf die Ausgestaltung der Modalitäten des Marktes selbst beziehen, sind in der EB-Verordnung definiert.

Die SO-Verordnung enthält eine Klausel gemäss welcher die ÜNB der EU nach Inkrafttreten der SO-Verordnung 18 Monate Zeit haben, um mit den ÜNB von Drittstaaten in derselben synchronen Zone ein Abkommen betreffend die Zusammenarbeit für einen sicheren Systembetrieb zu treffen sowie die Compliance dieser ÜNB mit der SO-Verordnung sicherzustellen.

Die **ER-Verordnung** beschreibt Prozesse und technische Massnahmen zur Verhinderung von Stromausfällen, zur Koordination während Stromausfällen sowie zur Wiederinbetriebsetzung des Netzes nach Stromausfällen.

Anhang 2: Übersicht über die Drittstaatenklauseln

Die folgenden Zitate aus den ENTSO-E Network Codes wurden auf Deutsch eingefügt, wo eine offizielle Übersetzung verfügbar war. Ist diese noch ausstehend, wurden die englischen Texte verwendet.

Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), Art. 1 Abs. 4 und 5

⁴ Die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung der Union können in der Schweiz tätigen Marktbetreibern und ÜNB offenstehen, sofern die nationalen Rechtsvorschriften dieses Landes die wichtigsten Bestimmungen der Rechtsvorschriften der Union für den Strommarkt umsetzen und ein zwischenstaatliches Abkommen über die Zusammenarbeit zwischen der Union und der Schweiz im Strombereich besteht.

⁵ Vorbehaltlich der Erfüllung der Bedingungen in vorstehendem Absatz 4 entscheidet die Kommission auf der Grundlage einer Stellungnahme der Agentur über die Beteiligung der Schweiz an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung. Die Rechte und Pflichten der schweizerischen NEMOs und ÜNB, die sich an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung beteiligen, entsprechen den Rechten und Pflichten der in der Union tätigen NEMOs und ÜNB, damit ein reibungsloses Funktionieren der auf Unionsebene umgesetzten Systeme der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung sowie gleiche Ausgangsbedingungen für alle Interessenträger ermöglicht werden.

Forward Capacity Allocation (FCA), Art. 1 Abs. 4 und 5

⁴ Die zentrale Vergabeplattform kann in der Schweiz tätigen Marktbetreibern und ÜNB offenstehen, sofern die nationalen Rechtsvorschriften dieses Landes die wichtigsten Bestimmungen der Rechtsvorschriften der Union für den Strommarkt umsetzen und ein zwischenstaatliches Abkommen über die Zusammenarbeit zwischen der Union und der Schweiz im Strombereich besteht.

⁵ Vorbehaltlich der Erfüllung der Bedingungen in Absatz 4 entscheidet die Kommission auf der Grundlage einer Stellungnahme der Agentur über die Beteiligung der Schweiz an der zentralen Vergabeplattform. Die Rechte und Pflichten der schweizerischen ÜNB, die sich an der zentralen Vergabeplattform beteiligen, entsprechen den Rechten und Pflichten der in der Union tätigen ÜNB, damit ein reibungsloses Funktionieren der auf Unionsebene umgesetzten Vergabe langfristiger Übertragungsrechte sowie gleiche Ausgangsbedingungen für alle Interessenträger ermöglicht werden.

Electricity Balancing (EB), Art. 1 Abs. 6 und 7

⁴ Die zentrale Vergabeplattform kann in der Schweiz tätigen Marktbetreibern und ÜNB offen stehen, sofern die nationalen Rechtsvorschriften dieses Landes die wichtigsten Bestimmungen der Rechtsvorschriften der Union für den Strommarkt umsetzen und ein zwischenstaatliches Abkommen über die Zusammenarbeit zwischen der Union und der Schweiz im Strombereich besteht.

⁵ Vorbehaltlich der Erfüllung der Bedingungen in Absatz 4 entscheidet die Kommission auf der Grundlage einer Stellungnahme der Agentur über die Beteiligung der Schweiz an der zentralen Vergabeplattform. Die Rechte und Pflichten der schweizerischen ÜNB, die sich an der zentralen Vergabeplattform beteiligen, entsprechen den Rechten und Pflichten der in der Union tätigen ÜNB, damit ein reibungsloses Funktionieren der auf Unionsebene umgesetzten Vergabe langfristiger Übertragungsrechte sowie gleiche Ausgangsbedingungen für alle Interessenträger ermöglicht werden.

System Operation (SO), Art. 13

Sind in einem Synchrongebiet sowohl ÜNB aus der Union als auch aus Drittländern tätig, müssen sich alle ÜNB aus EU- Mitgliedstaaten in diesem Synchrongebiet bemühen, mit den ÜNB aus Drittländern, die nicht dieser Verordnung unterliegen, binnen 18 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung eine Vereinbarung zu schließen, die die Grundlage für ihre Zusammenarbeit zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs bildet und Regelungen enthält, die sicherstellen, dass die ÜNB aus Drittländern die Verpflichtungen aus dieser Verordnung erfüllen.

Emergency and Restoration (ER), Art. 10

Where a synchronous area encompasses both Union and third country TSOs, by [18 months after entry into force of this Regulation], all Union TSOs in that synchronous area shall endeavour to conclude with the third country TSOs not bound by this Regulation an agreement setting the basis for their cooperation concerning secure system operation and setting out arrangements for the compliance of the third country TSOs with the obligations set in this Regulation.

Anhang 3: Bewertungsraster

GAP ID (ein oder eine Gruppe von Gaps)	(Artikel Inhalt - GAP unterstrichen, wenn sinnvoll)	
(Umsetzungsfrist EU)		
(ENTSO-E NC)		
(Artikel, §)		
(Betroffene Schweizer Dokumente)		
Kosten-Nutzen-Analyse einer Umsetzung		
	Quantitative Schätzung (wenn möglich)	Qualitative Bewertung
Systemstabilität und Systemsicherheit ÜN / VN		
Wettbewerbsfähigkeit der Kraftwerke und Händler		
Finanzielle Auswirkungen		
Weitere Kriterien (zu spezifizieren)		
Empfehlung der AG	Die Arbeitsgruppe empfiehlt für diesen Gap (Zeitlich koordinierte Umsetzung / Keine Umsetzung bis sich die Rahmenbedingungen wesentlich ändern / keine Einigung)	
Begründung	(Falls Umsetzung unter gewissen Bedingungen diese hier beschreiben)	
Lösung für Kostentragung	(Lösung oder keine Einigung)	
Kommentar		
Empfehlung der Ko EVU – TSO		
Entscheid der für die Umsetzung verantwortliche Kommission		