

Umsetzung der GLDPM in Deutschland

Abschlussworkshop zur Vorstellung der Implementierungsvorschriften; 26. Juli 2017



Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- **10:35h – Rückblick auf das Verfahren**
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Rückblick auf das Verfahren

Rückblick auf das Verfahren

- GLDPM (Generation and Load Data Provision Methodology) – Rechtsrahmen
- Bedeutung der GLDPM für das Common Grid Model
- Das Common Grid Model
- Entstehungsgeschichte der GLDPM
- GLDPM-Umsetzung in Deutschland

GLDPM: Rechtsrahmen

- GLDPM findet in drei europäischen Network Codes (Guidelines) Erwähnung:
 - Verordnung 2015/1222 („CACM Verordnung“)
 - Verordnung 2016/1719 („FCA Verordnung“)
 - System Operation Guideline
 - “Commission Regulation (EU) .../... of XXX establishing a guideline on electricity transmission system operation”
 - Voraussichtliches Inkrafttreten im Sommer 2017
- Artikel 16 der CACM Verordnung verpflichtet „alle ÜNB“ zur Erstellung der GLDPM („GLDPM-v1“) nach einem in Artikel 9 vorgegebenen Prozess
- Analog: Artikel 17 der FCA Verordnung (GLDPM „für langfristige Zeitbereiche“; „GLDPM-v2“)
- Weitgehende Übereinstimmung mit GLDPM-v1

GLDPM: Rechtsrahmen

- System Operation Guideline: Verweis auf GLDPM im Zusammenhang mit der
 - Data Exchange Methodology (Artikel 40(6)) sowie
 - Einrichtung von “scheduling processes” (Artikel 110(1))

Bedeutung der GLDPM für das Common Grid Model

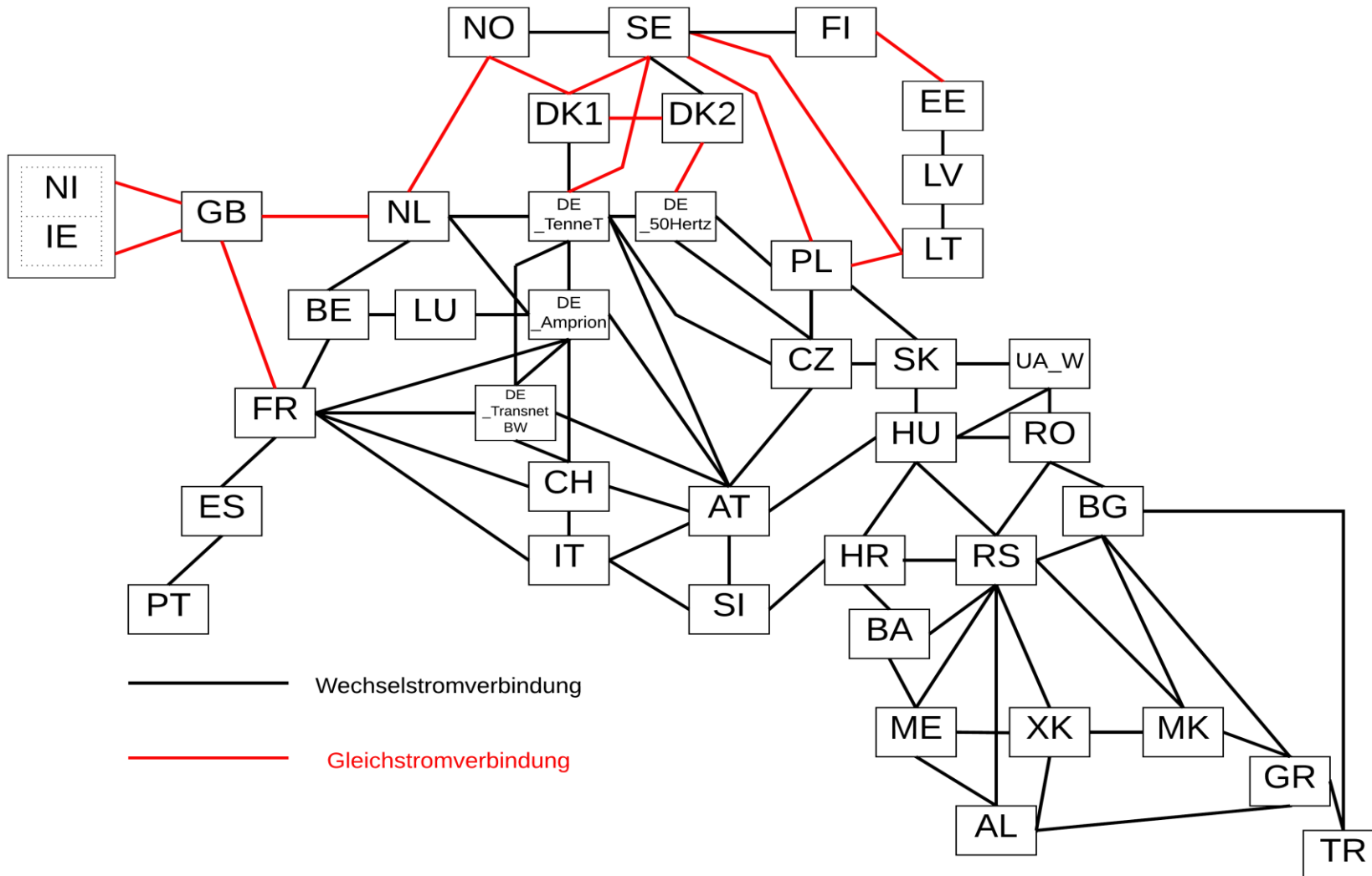
- Ziel der GLDPM: Jeder ÜNB muss alle Daten zur Verfügung haben, die er für die Erstellung des jeweiligen Einzelnetzmodells benötigt
- Einzelnetzmodelle: Voraussetzung für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells („Common Grid Model“ / CGM)
- Vorgaben zur Erstellung des CGM in CGMM (Common Grid Model Methodology) formuliert
 - CGMM-v1 (unter CACM VO): genehmigt (Referenzdatum 11. Mai 2017)
 - CGMM-v2 (unter FCA VO): zur Genehmigung eingereicht (Referenzdatum 11. Juli 2017)
 - CGMM-v3 (unter SO GL): Entwurf wird voraussichtlich im September veröffentlicht
- GLDPM von CGMM nicht zu trennen
 - Daten-Hashtags in Konsultationsversionen von CGMM-v2 und GLDPM-v2

Das Common Grid Model

- CGM: zentrales Element verschiedener Network Codes
- CACM VO:
 - CGM zur Kapazitätsberechnung (D-2, D-1)
- FCA VO:
 - CGM zur Kapazitätsberechnung (ggfls. für „langfristige Zeitbereiche“; Festlegung auf Ebene der Kapazitätsberechnungsregionen (CCR))
- System Operation Guideline: CGM als Grundlage für
 - Betriebssicherheitsanalysen
 - Außerbetriebnahmeplanung
- Implementierung im Rahmen des CGM Programms der ENTSO-E

Das Common Grid Model

- Illustration der geographischen Abdeckung des CGM



Entstehungsgeschichte der GLDPM

- 26. Oktober 2015: erster Stakeholder Workshop bei ENTSO-E
- 04. Februar 2016: Veröffentlichung der Konsultationsversion
- 18. Februar 2016: Vorstellung bei Stakeholder Workshop
- 04. März 2016: Ende der Konsultation; incl. CGMM > 200 Anm.
- Frühjahr 2016: „Response to Consultation Comments“ (Überarbeitung)
- 14. Juni 2016: Frist für Vorlage zur Beantragung bei Regulierungsbehörden
- 11. Januar 2017: Genehmigung (Referenzdatum) → laufendes Umsetzungsprojekt bezieht sich auf diese Fassung der GLDPM („GLDPM-v1“)

Entstehungsgeschichte der GLDPM

- GLDPM-v2:
 - ENTSO-E Konsultation vom 06. März bis zum 06. April 2017
 - Einreichung bei den Regulierungsbehörden: 11. Juli 2017 (Referenzdatum)
 - Konsultation der BK6 mit Rückmeldefrist am 23. August 2017
 - Entscheidung der Regulierungsbehörden bis 11. Januar 2018

GLDPM-Umsetzung in Deutschland

- 11. Januar 2017: Genehmigung der GLDPM (Referenzdatum)
- 10. Februar 2017: Frist für Aufgaben nach Artikel 18(2) – u.a. Veröffentlichung des ÜNB-Konsultationsdokuments zur GLDPM-Umsetzung
- 03. März 2017: GLDPM-Workshop beim BDEW
- 07. April 2017: Frist für Übermittlung von Anmerkungen zum Konsultationsdokument
- 12. April 2017: Versand / Veröffentlichung des Antwortdokuments
- 26. / 27. April 2017: Workshops (u.a. zur Vorstellung des Antwortdokuments)
- 11. Mai 2017: Veröffentlichung von Entwürfen der GLDPM-Prozessbeschreibungen
- 25. Mai 2017: Frist für Übermittlung von Anmerkungen zu den Prozessbeschreibungen

GLDPM-Umsetzung in Deutschland

- 29. Mai 2017: Vorstellung des Entwurfs des CGMES-Implementierungsleitfadens in einem Workshop mit VNB beim BDEW
- 08. Juni 2017: Frist für Übermittlung von Anmerkungen zum CGMES-Implementierungsleitfaden
- 06. Juli 2017: Veröffentlichung der Implementierungsvorschriften; bestehend aus
Rahmendokument
CGMES-Implementierungsleitfaden
Prozessbeschreibungen / Formatbeschreibungen / XSD-Schemadateien
- 26. Juli 2017: Abschlussworkshop zur Vorstellung der Implementierungsvorschriften
- bis 11. Januar 2018: Implementierung; Betriebsbereitschaft der für die GLDPM-Implementierung erforderlichen Datenlieferungsprozesse

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- **10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse**
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse

Überblick

Daten-lieferanten	Daten	PB	FB	XSD	Anmerkungen
VNB	Netzmodelle via CGMES	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Von ENTSO-E	CGMES-Implementierungsleitfaden entspricht Formatbeschreibung
Erz./Last	Stammdaten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	(nicht erforderlich)	Excel-Stammdatenblatt entspricht Formatbeschreibung
Erz./Last	Planungsdaten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Erz./Last	Nichtbeanspruchbarkeiten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Erz./Last	„ACK“	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

➔ Workshop-Programm folgt dieser Struktur

Implementierungsvorschriften: nächste Schritte

- Implementierungsvorschriften sind im Prinzip final (vollständig und fehlerfrei)
- „Im Prinzip“ ... erfahrungsgemäß macht der Praxis-Check kleinere Klarstellungen / Korrekturen erforderlich
- Hinweise auf Verbesserungsmöglichkeiten nehmen die ÜNB gerne entgegen!
- Perspektivisch wird es noch einmal eine überarbeitete Version der Implementierungsvorschriften geben (Redaktionsschluss noch nicht festgelegt)
- Aktuelle Fassung der Dokumente stets von <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CACM-Verordnung/Generation-and-load-data-provision-methodology-GLDPM> verfügbar
- Bei Aktualisierungen „Push“-Information der ÜNB an den aktuell genutzten Email-Verteiler:
 - Workshop-Teilnehmer
 - Konsultationsteilnehmer
 - Sonstige interessierte Parteien

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- **11:00h – Netzdatenaustausch**
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Netzdatenaustausch (110 kV VNB mit HöS-Anschluss)

Überblick über CGMES

ENTSO-E Common Grid Modeling Standard (CGEMS) als Grundlage für den Austausch von Netzmodellldaten

- Verwendung eines Standards, um insgesamt höhere Aufwände individueller und proprietärer Schnittstellen zu vermeiden und um stabile Umsetzungen des Austauschs von Netzmodellldaten zwischen VNB und ÜNB zu schaffen
- Erprobt: CGEMS ist eine Erweiterung der Standardfamilie IEC CIM 61970 und weiterer offener Standards wie XML und RDF
- Umfassend: CGEMS berücksichtigt die besonderen Modellierungsanforderungen für europäische Netze und insbesondere für die Umsetzung der neuen EU Network Codes durch relevante Erweiterungen von IEC CIM
- Zielführend: CGEMS sieht den Austausch von Netzmodellldaten zwischen Netzbetreibern als grundlegenden Anwendungsfall bereits vor
- Effizient: CGEMS wird von den ÜNB in den europäischen Planungsprozessen eingesetzt. Fehlerpotenziale aus Zwischenverarbeitungen von Netzmodellldaten werden vermieden
- Offen: CGEMS erlaubt Weiterentwicklungen und individuelle Ergänzungen, wenn entsprechender Bedarf vorliegt

Was ist CGMES?

Herkunft und bisherige Verwendung

- Konzipiert und spezifiziert durch Netzmodellierungsexperten („Praktiker“ u.a. aus Systemführungen und Netzplanungsbereichen von ÜNB) in Working Groups der ENTSO-E als der Vereinigung der europäischen ÜNB
- Entwickelt als Standard für die Herstellung und den unternehmensübergreifenden Austausch von Netzmodellen, z.B. für bilaterale, regionale oder gesamteuropäische Netzanalysen, Studien und Planungen (z.B. TYNDP) und für die direkte Maschine-Maschine-Kommunikation
- Auch gezielt entwickelt als Grundlage für die Umsetzung sich abzeichnender relevanter Anforderungen aus den EU Network Codes (Kapazitätsallokation, Engpassmanagement, Netzbetriebsplanung, HGÜ-Einsatz) und damit auch für den aktuellen Anwendungsfall der GLDPM
- Bereits genutzt für gemeinsame Analysen und Planungen der europäischen ÜNB sowie für die grenzüberschreitende Koordinierung der Systemführung (Systemsicherheitskooperationen); Bestandteil relevanter Netzplanungs- und Netzleitsysteme
- ENTSO-E zertifiziert relevante IT-Lösungen auf Antrag von Herstellern (ENTSO-E Conformity Repository) nach Überprüfung auf standardkonforme Umsetzung und zunehmend unter Berücksichtigung von Praxiserfahrungen aus dem Einsatz von CGMES-basierten IT-Werkzeugen

Was ist CGMES?

Wichtigste Spezifikationsdokumente

- Führendes Dokument Common Grid Model Exchange Standard (CGMES), Version 2.4
- Feinspezifikation Detail Description of the CGMES Profiles
(Schwerpunkt: Detaillierung
der Klassen und Attribute) (PDF oder navigierbare HTML- und EA-Versionen)
- Auslegungshilfe CGMES-Implementierungsleitfaden und Prozessbeschreibung
- Ergänzende Erläuterungen – File Header Guidelines
für – Implementation Guidelines
 – Quality of CGMES Datasets and Calculations for System
 Operations

Weitere (inklusive formaler) Beschreibungen sind im CGMES-Leitfaden genannt.

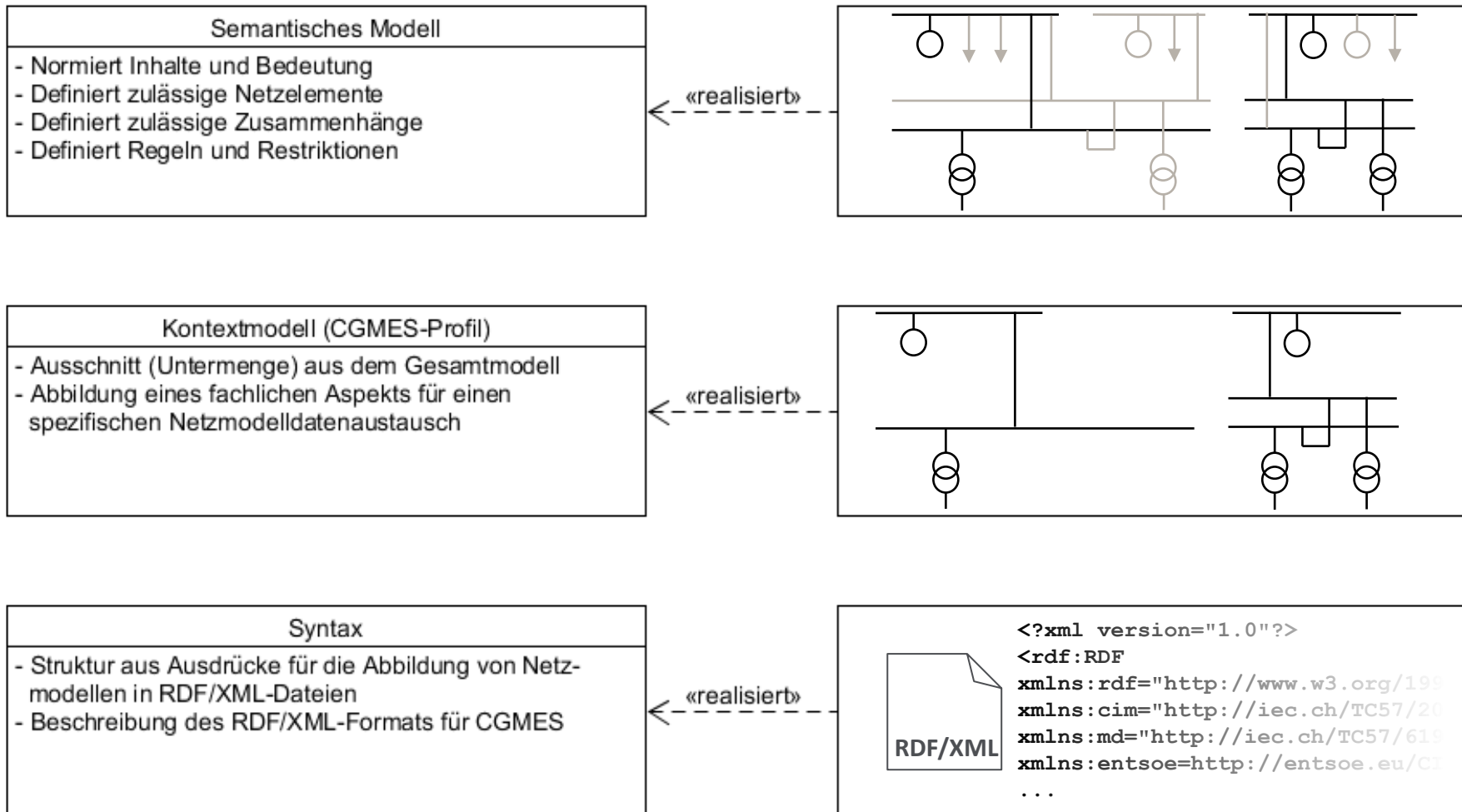
Aktuellste Informationen (ENTSO-E): <https://www.entsoe.eu/major-projects/common-information-model-cim/cim-for-grid-models-exchange/Pages/default.aspx>, (PG GLDPM): <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CACM-Verordnung/Generation-and-load-data-provision-methodology-GLDPM>

Was ist CGMES?

Die verschiedenen Beschreibungsebenen des Standards

Definitionen

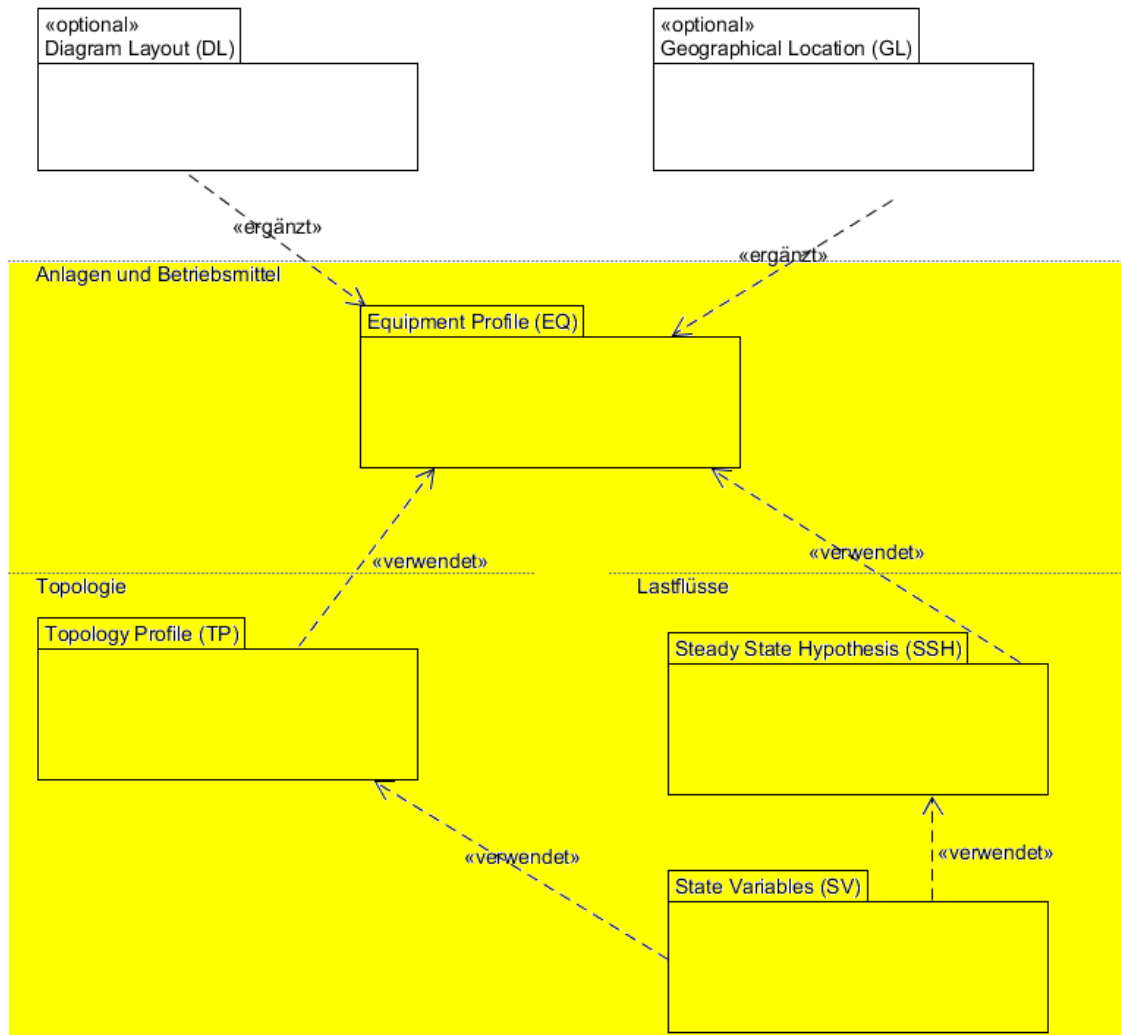
Nutzdaten (Instanzen)



Was ist CGMES?

CGMES-Profile und Zusammenhänge

Visualisierung (optional für GLDPM)



- Diagramm- und Geo-Informationen, optional für GLDPM
- Erforderliche Netzelement-Stammdaten
- Erforderliche Netztopologie, konkretes Lastflussmodell und zugehörige Lastflusslösung (zur Validierung)

Grundlegende Anforderungen

Global eindeutige und dauerhafte Kennungen (1/2)

PowerTransformer
+ mRID = _ed496e222b40aa11af6babbb82664be4
+ name = T800
+ shortName «entso-e» = T800
+ energyIdentCodeEic «entso-e» = 11TDXT800-001
+ description = ...

- Der netzbetreiberübergreifende Austausch von Netzmodellldaten erfordert global eindeutige und dauerhafte Kennungen (GUID: globally unique identifier)
 - Eindeutig im Netzmodell
 - Eindeutig über alle Netzmodelle desselben Erstellers
 - Grds. eindeutig über alle Ersteller
 - Eindeutig über den gesamten Lebenszyklus eines NE und darüber hinaus
- Netzelement-Namen und Beschreibungen sind lediglich für die Anzeige von Netzmodellen und zur Erleichterung der Kommunikation über Netzmodelle vorgesehen
- EIC werden bisher nur für ausgewählte Netzelemente (i.d.R. GLDPM pflichtige Erzeuger/Verbraucher, Netzelemente der ÜNB) verwendet

Grundlegende Anforderungen

Global eindeutige und dauerhafte Kennungen (2/2)

PowerTransformer
+ mRID = ed496e222b40aa11af6babbb82664be4
+ name = T800
+ shortName «entso-e» = T800
+ energyIdentCodeEic «entso-e» = 11TDXT800-001
+ description = ...

- Vor Beginn eines Austausches von CGMES-Netzdatensätzen müssen die Kennungen in jedem Fall für alle abzubildenden Netzelemente neu vergeben werden
 - Die Eindeutigkeit soll konform zur ENTSO-E Empfehlung durch eine Bildungsvorschrift entsprechend IETF RFC 4122 hergestellt werden
 - Präferenz namensbasierte GUID, da reproduzierbar und gezielt änderbar, Beispiel:
GUID:=Hashwert ("urn:vnb.de/netzmodelle/region/assetKlasse/SAPNr/variabel")
variabel:=Freitext oder Version o.a.
 - Alternativen: zeitstempelbasierte GUID, zufallsbasierte GUID entsprechend IETF RFC 4122
 - Einsatz mehrerer Bildungsregeln ist grundsätzlich denkbar (z.B. namensbasiert für dauerhafte Netzelemente, zeitstempelbasiert für Äquivalente aus Netzreduktion)

Grundlegende Anforderungen

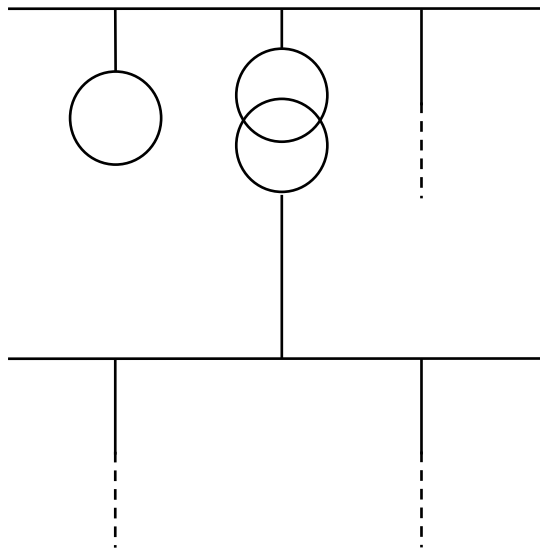
Zusätzliche Kennungen für GLDPM- und meldungsrelevante NE

PowerTransformer
+ mRID = _ed496e222b40aa11af6babbb82664be4
+ name = T800
+ shortName «entso-e» = T800
+ energyIdentCodeEic «entso-e» = 11TDXT800-001
+ description = ...

- Für ausgewählte Netzelemente müssen die EIC in den Netzmodelle mitgeführt werden:
 - W-EIC: Erzeuger ab inklusive 10 MW installierter Leistung auf der Netzebene 110 kV (und darüber)
 - W-EIC: Verbraucher ab inklusive 10 MW installierter Leistung auf der Netzebene 110 kV (und darüber)
 - T-EIC und A-EIC: Leitungen und Transformatoren der ÜNB (gemeinsame Teil-Netzmodelle von VNB und ÜNB in den Übergabestellen)
 - Bedarfsweise, bei entsprechenden an EIC gebundenen Meldepflichten der VNB oder ÜNB, auch weitere Netzelemente (z.B. vermehrt engpassbehaftete Netzelemente)

Grundlegende Anforderungen

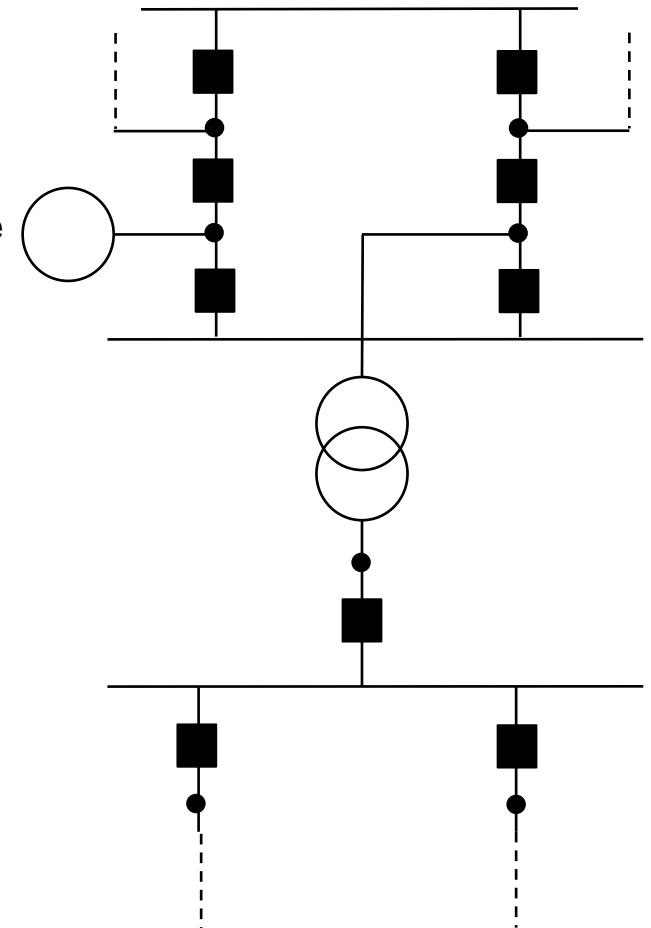
Detaillierungsgrad der Netzmodelle: Node-Breaker-Modellierung



Bus-Branch-Modell



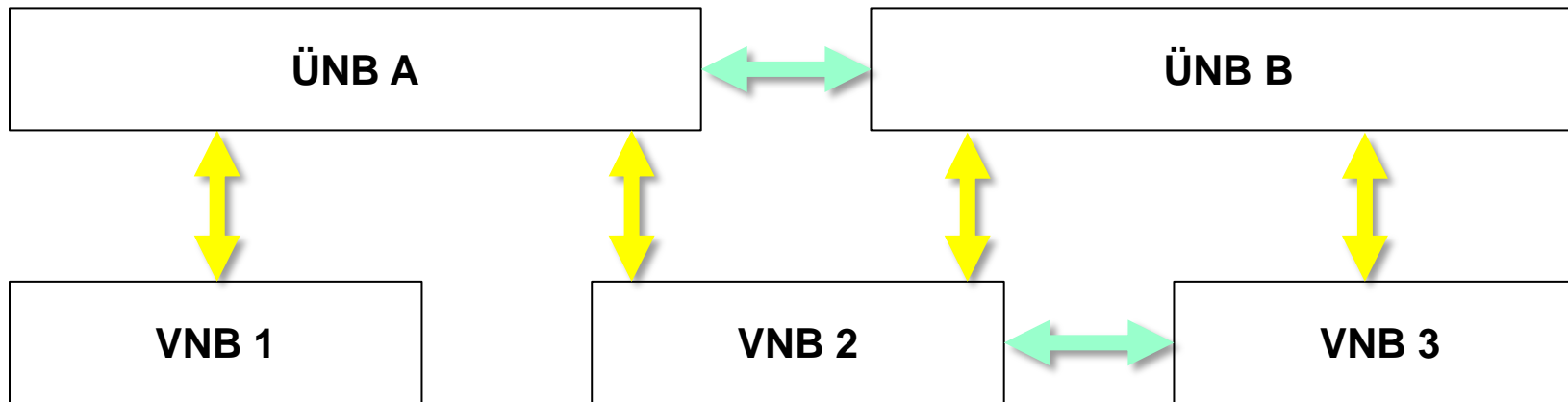
- Bus-Branch-Modell: Typische Netzmodelle für elektrische Berechnungen, konkrete Topologie
- Node-Breaker-Modell: Zusätzlich alle wesentlichen Schaltelemente
 - Bildet die möglichen Topologien ab
 - Ermöglicht automatische Ausfallvariantenermittlung (erspart zusätzliche Erstellung und Übermittlung von AV-Listen)
 - Erleichtert Kommunikation über Netzschaltzustände und Netzmaßnahmen
- Mehrstufige Implementierung als Bus-Branch- und anschließend als Node-Breaker-Modell technisch nicht empfohlen



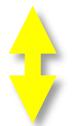
Node-Breaker-Modell

Grundlegende Anforderungen

Wo wird Koordinierung der Netzmodelle erforderlich sein?



- CGMES erlaubt die weitestgehend unabhängige, dezentrale Netzmodellierung durch die jeweiligen Ersteller (VNB, ÜNB)



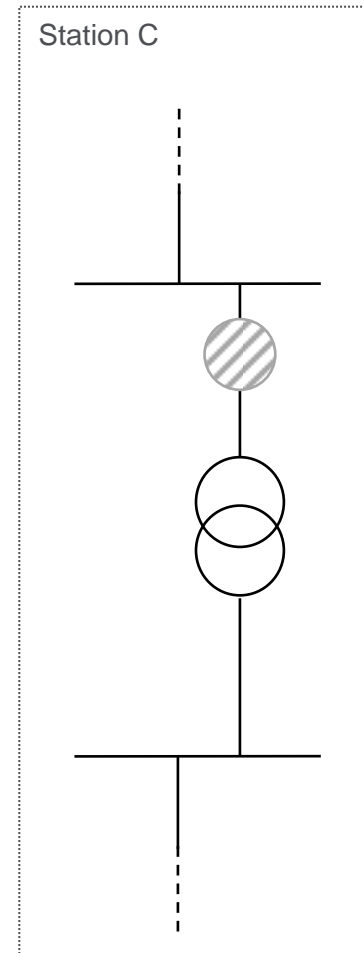
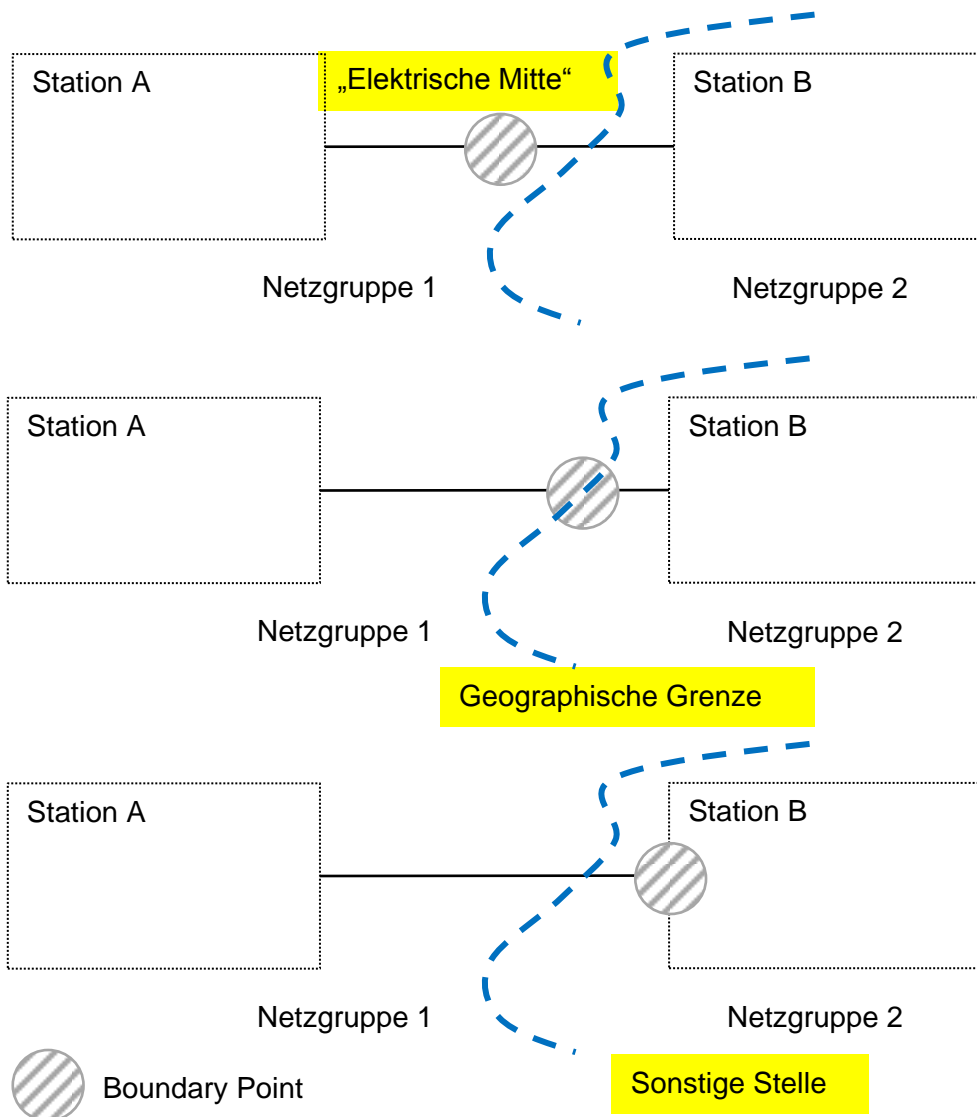
Koordinierung erfolgt nur für überschaubare Teilmodelle für Übergabestellen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz und soweit relevant für



gemeinsam betriebene Netzgruppen (sowie an Regelzongrenzen)

- Gegenstand der Koordinierung u.a. Verantwortungsübergabe (Boundary Points), harmonisierte Modellierung, Austausch von GUID

Grundlegende Anforderungen Modellierung der Übergabestellen



- Verantwortungsübergänge werden explizit als BoundaryPoints modelliert
- Die Verortung der Verantwortungsübergänge ist weitgehend frei
- Am BoundaryPoint werden beim individuellen Netzmodell je Netzbetreiber Ersatz einspeisungen (EquivalentInjection) modelliert, um unabhängig voneinander Lastflussberechnungen durchführen zu können
- Diese Ersatz einspeisungen werden beim Aufbau des integrierten Modells der ÜNB entfernt und der Lastfluss neu berechnet

Grundlegende Anforderungen

Reduzierte Netzmodelle

- Umsetzung der GLDPM mit reduzierten Netzmodellen möglich, aber nicht empfohlen
- Zusätzlicher Umstellungsaufwand aufgrund noch nachfolgender Umsetzungen von EU Network Codes möglich
- Anforderungen an reduzierte Netzmodelle:
 - Gesamthafte Übermittlung von EQ, TP, SSH, SV je Zeitscheibe
 - GUID-Anforderungen auch für Ersatzelemente uneingeschränkt einzuhalten
 - Alle GLDPM meldepflichtigen Erzeuger und Lasten müssen im Netzmodell enthalten sein
 - Alle übrigen Einspeisungen müssen energieträgerscharf modelliert sein (nicht lediglich eine Ersatzspeisung)
 - Übergabestellen müssen vollständig modelliert sein
 - Reduzierte Netzmodelle müssen regelmäßig auf Übereinstimmung der Lastflussergebnisse mit den vollständigen Netzmodellen überprüft werden (vorzugsweise automatisiert)

Ausgabe der Netzmodelle

Überblick

- Für den Austausch von Netzmodellldaten werden:
 - CGMES-Netzmodelle getrennt nach CGMES-Profil (Instanz) in RDF/XML-Dateien geschrieben
 - Die jeweils zusammengehörigen RDF/XML-Dateien in einem ZIP-Archiv zusammengefasst
 - Das ZIP-Archiv (abhängig von der bilateralen Regelung mit dem Anschluss-ÜNB) entsprechend einer Namenskonvention benannt
 - Das ZIP-Archiv übertragen
- Die Umsetzung der GLDPM erlaubt standardmäßig nur den Austausch als sogenannter Full Model Export. Dabei müssen je CGMES-Profil alle relevanten Netzdaten, d.h. nicht nur die seit dem letztem Austausch veränderten Netzdaten, enthalten sein.
- Im Rahmen des Full Model Export können auch nur die CGMES-Profile übertragen werden, in denen Änderungen vorliegen. Z.B. Stammdaten (EQ) am Geschäftstag nur einmalig. Topologien (TP) und Lastflüsse (SSH, SV) mehrfach

Ausgabe der Netzmodelle RDF-Modell

- RDF gibt einfache Aussagen wider:
Subjekt-Prädikat-Objekt
- S: Trafo TR 421
P: ist beschrieben als
O: Transformator von...
- S: **_00da7301...**
P: **...description**
O: Transformator von...

Node	Content
<input type="checkbox"/> cim:CurrentLimit	
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformer	
<input checked="" type="checkbox"/> rdf:ID	_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817
<input checked="" type="checkbox"/> cim:IdentifiedObject.description	Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'
<input type="checkbox"/> cim:IdentifiedObject.name	TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1
<input type="checkbox"/> cim:Equipment.aggregate	true
<input type="checkbox"/> cim:Equipment.EquipmentContainer	
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd	
<input checked="" type="checkbox"/> rdf:ID	_b18d8d51-b5c3-4f0d-82c6-20ef78215b57
<input type="checkbox"/> cim:IdentifiedObject.name	TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1/U
<input type="checkbox"/> cim:TransformerEnd.endNumber	2
<input type="checkbox"/> cim:TransformerEnd.Terminal	
<input type="checkbox"/> cim:TransformerEnd.BaseVoltage	
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.b	0
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.ratedS	600.000
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.g	0
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.ratedU	230.0
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.r	0
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.x	0
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.PowerTransformer	
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd	
<input checked="" type="checkbox"/> rdf:ID	_e8167ba3-dc89-4a00-b798-86226b5b29c5
<input type="checkbox"/> cim:IdentifiedObject.name	TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1/G
<input type="checkbox"/> cim:TransformerEnd.endNumber	1
<input type="checkbox"/> cim:TransformerEnd.Terminal	
<input type="checkbox"/> cim:TransformerEnd.BaseVoltage	
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.b	-0.0000036870
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.ratedS	600.000
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.g	0.0000017429
<input type="checkbox"/> cim:PowerTransformerEnd.ratedU	400.0

(Darstellung CIMTool)

Ausgabe der Netzmodelle RDF/XML-Dateien

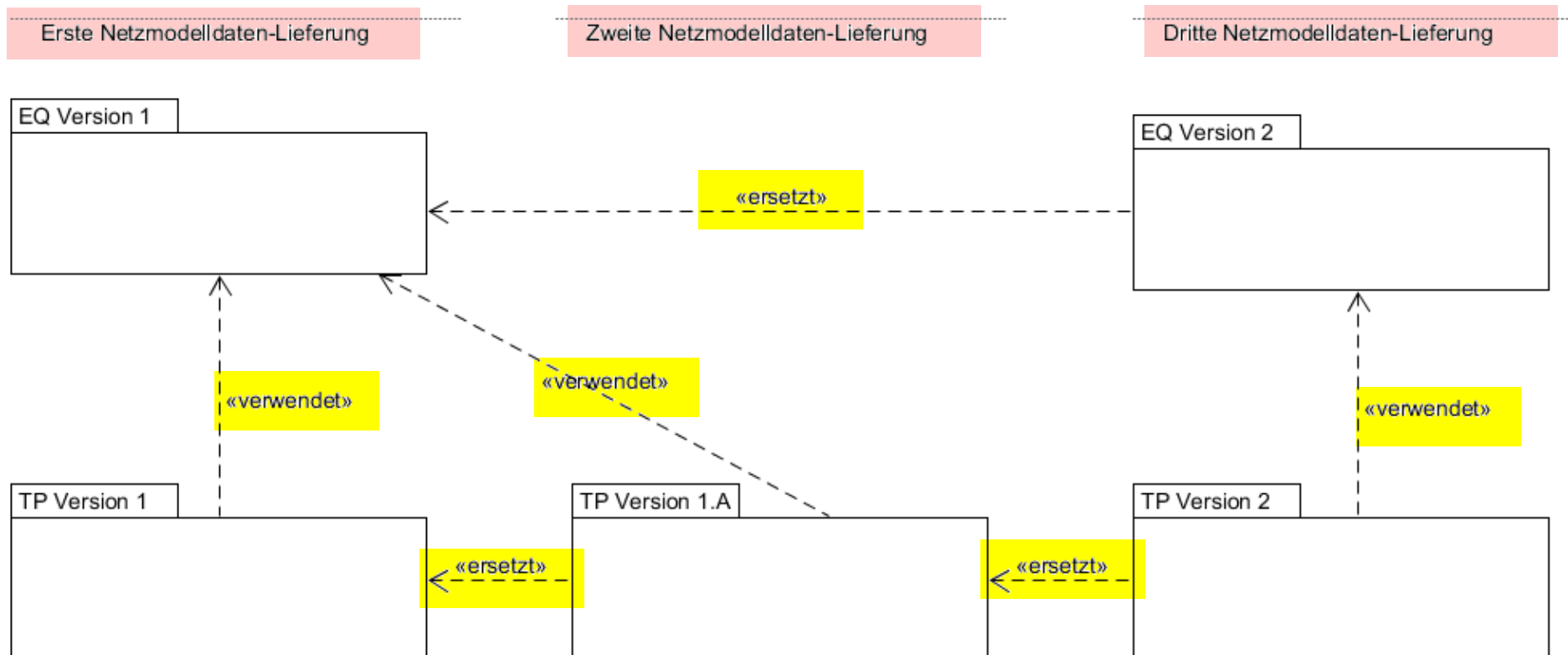
- RDF/XML ist die Abbildung von RDF auf XML
- Strukturierte Ausgabe
- rdf:ID – definiert ein Objekt
- rdf:resource – nimmt auf ein Objekt Bezug

(Darstellung CIMTool)

```
<cim:PowerTransformer rdf:ID="_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817">
  <cim:IdentifiedObject.description>Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'</cim:IdentifiedObject.c
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1</cim:IdentifiedObject.name>
  <cim:Equipment.aggregate>true</cim:Equipment.aggregate>
  <cim:Equipment.EquipmentContainer rdf:resource="#_cae03f98-510b-46b9-96e7-a3ad83c1cc0e"/>
</cim:PowerTransformer>
<cim:PowerTransformerEnd rdf:ID="_b18d8d51-b5c3-4f0d-82c6-20ef78215b57">
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1/U</cim:IdentifiedObject.name>
  <cim:TransformerEnd.endNumber>2</cim:TransformerEnd.endNumber>
  <cim:TransformerEnd.Terminal rdf:resource="#_eeb7462c-0d53-459f-870a-3f94179b29a6"/>
  <cim:TransformerEnd.BaseVoltage rdf:resource="#_7891a026ba2c42098556665efd13ba94"/>
  <cim:PowerTransformerEnd.b>0</cim:PowerTransformerEnd.b>
  <cim:PowerTransformerEnd.ratedS>600.000</cim:PowerTransformerEnd.ratedS>
  <cim:PowerTransformerEnd.g>0</cim:PowerTransformerEnd.g>
  <cim:PowerTransformerEnd.ratedU>230.0</cim:PowerTransformerEnd.ratedU>
  <cim:PowerTransformerEnd.r>0</cim:PowerTransformerEnd.r>
  <cim:PowerTransformerEnd.x>0</cim:PowerTransformerEnd.x>
  <cim:PowerTransformerEnd.PowerTransformer rdf:resource="#_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817"/>
</cim:PowerTransformerEnd>
<cim:PowerTransformerEnd rdf:ID="_e8167ba3-dc89-4a00-b798-86226b5b29c5">
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1/G</cim:IdentifiedObject.name>
  <cim:TransformerEnd.endNumber>1</cim:TransformerEnd.endNumber>
  <cim:TransformerEnd.Terminal rdf:resource="#_142c9a85-f473-4e9a-9f65-6b5afd835b84"/>
  <cim:TransformerEnd.BaseVoltage rdf:resource="#_b88e6bde11264fea83355102cd4f182c"/>
  <cim:PowerTransformerEnd.b>-0.0000036870</cim:PowerTransformerEnd.b>
  <cim:PowerTransformerEnd.ratedS>600.000</cim:PowerTransformerEnd.ratedS>
  <cim:PowerTransformerEnd.g>0.0000017429</cim:PowerTransformerEnd.g>
  <cim:PowerTransformerEnd.ratedU>400.0</cim:PowerTransformerEnd.ratedU>
  <cim:PowerTransformerEnd.r>0.6832148761</cim:PowerTransformerEnd.r>
  <cim:PowerTransformerEnd.x>49.1765537206</cim:PowerTransformerEnd.x>
  <cim:PowerTransformerEnd.PowerTransformer rdf:resource="#_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817"/>
</cim:PowerTransformerEnd>
<cim:Terminal rdf:ID="_eeb7462c-0d53-459f-870a-3f94179b29a6">
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1/TR/1</cim:IdentifiedObject.name>
  <cim:ACDCTerminal.sequenceNumber>1</cim:ACDCTerminal.sequenceNumber>
  <cim:Terminal.ConductingEquipment rdf:resource="#_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817"/>
</cim:Terminal>
<cim:Terminal rdf:ID="_142c9a85-f473-4e9a-9f65-6b5afd835b84">
```

Ausgabe der Netzmodelle

Zusammenhänge zwischen RDF/XML-Dateien



RDF/XML-Dateien umfassen einzelne CGMES-Profile (Instanzen) und sind miteinander durch Referenzen verknüpft. Dadurch sind Teillieferungen (Aktualisierungen) von Netzmodellen möglich

In einem Netzmodellexport müssen alle enthaltenen Referenzen vollständig aufgelöst werden können. Die Referenzen können sich auch auf frühere Exporte innerhalb des Geschäftstags beziehen

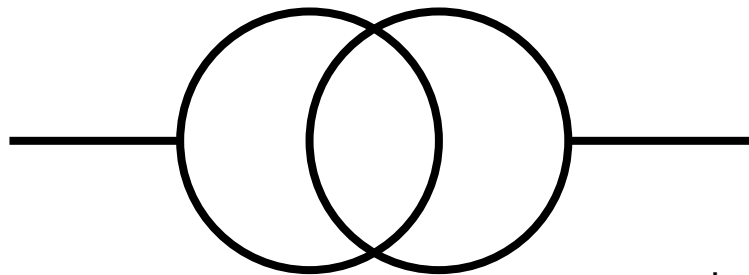
Modellierungsbeispiel

Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

(exemplarisch modelliert)

- Region: DE, Subregion: D7, UW: D7HANE
- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'
- Stufungen: -13 .. 13, neutrale Stufe: 0, ...

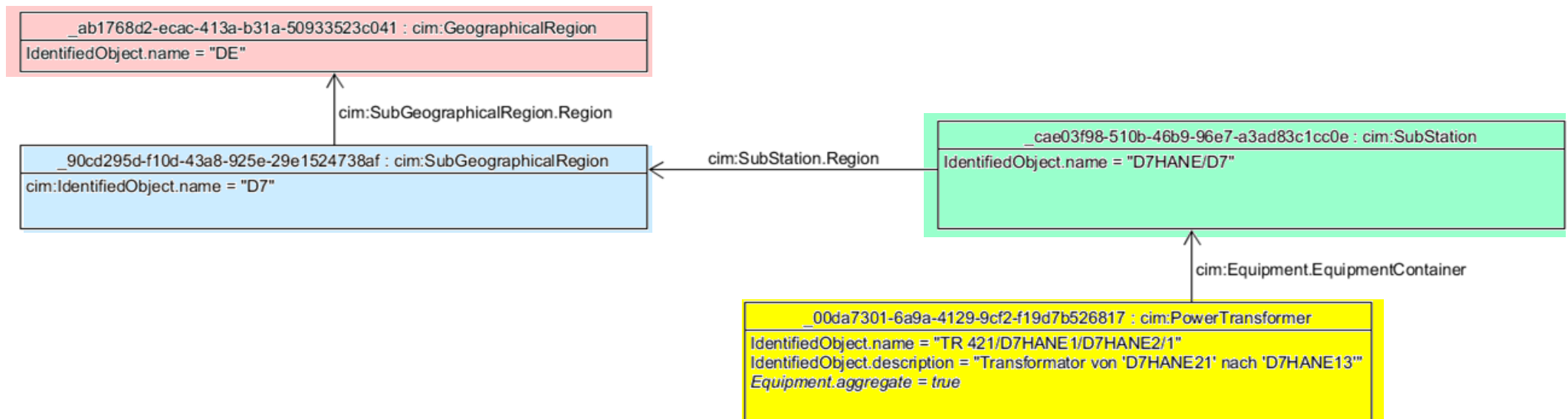


- | | |
|-----------------------------|-----------------------------|
| ▪ $b = 0$ | ▪ $b = -0.0000036870$ |
| ▪ $\text{ratedS} = 600.000$ | ▪ $\text{ratedS} = 600.000$ |
| ▪ $g = 0$ | ▪ $g = 0.0000017429$ |
| ▪ $\text{ratedU} = 230.0$ | ▪ $\text{ratedU} = 400.0$ |
| ▪ $r = 0$ | ▪ $r = 0.6832148761$ |
| ▪ $x = 0$ | ▪ $x = 49.1765537206$ |

Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

- Region: DE, Subregion: D7, UW: D7HANE
- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'



Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

- Region: DE, Subregion: D7, UW: D7HANE
- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'

Z:41

```
<cim:GeographicalRegion rdf:ID="_ab1768d2-ecac-413a-b31a-50933523c041">  
  <cim:IdentifiedObject.name>DE</cim:IdentifiedObject.name>  
</cim:GeographicalRegion>
```

Z:44

```
<cim:SubGeographicalRegion rdf:ID="_90cd295d-f10d-43a8-925e-29e1524738af">  
  <cim:IdentifiedObject.name>D7</cim:IdentifiedObject.name>  
  <cim:SubGeographicalRegion.Region rdf:resource="#_ab1768d2-ecac-413a-b31a-50933523c041"/>  
</cim:SubGeographicalRegion>
```

Z:3456

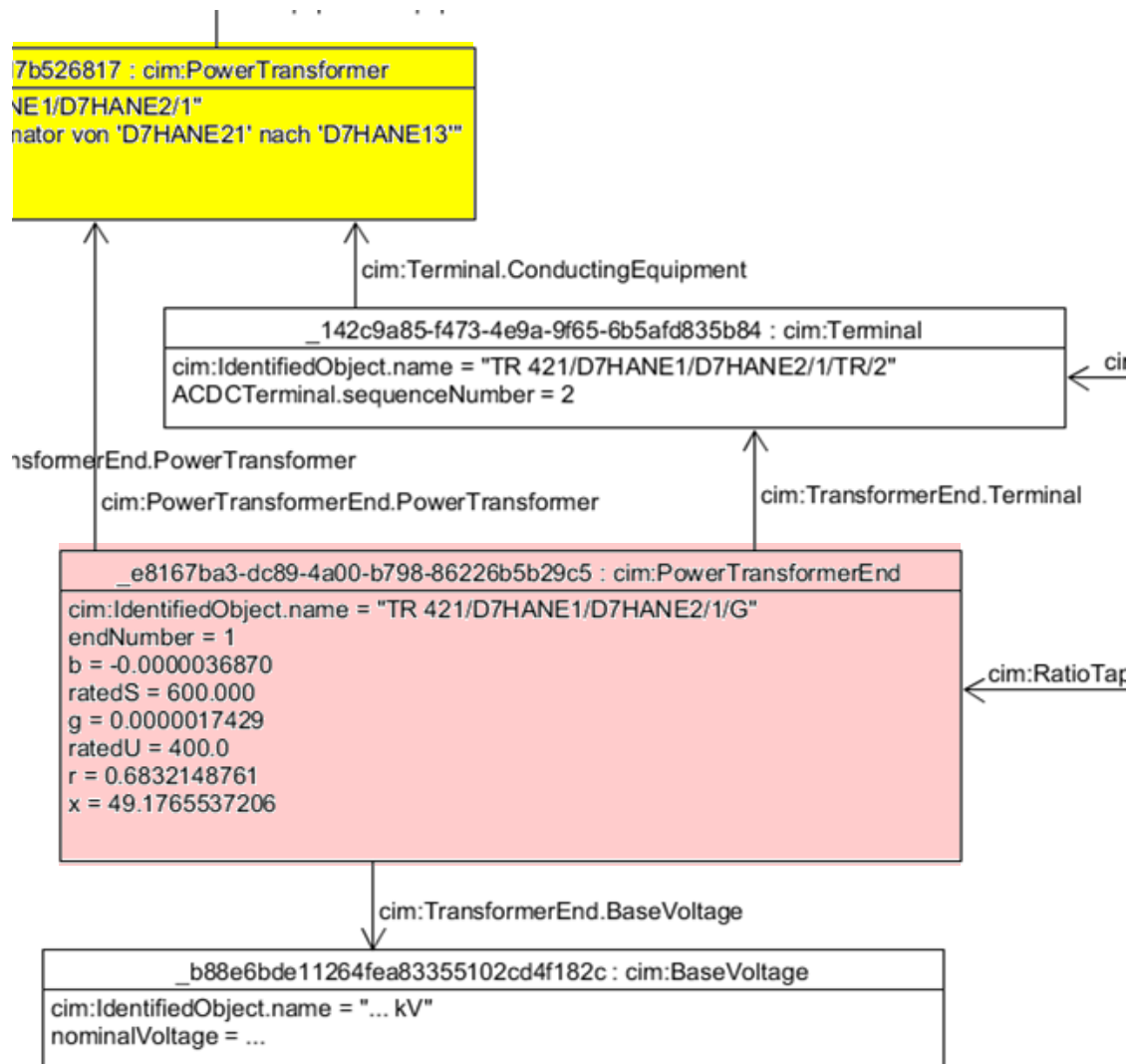
```
<cim:Substation rdf:ID="_cae03f98-510b-46b9-96e7-a3ad83c1cc0e">  
  <cim:IdentifiedObject.name>D7HANE/D7</cim:IdentifiedObject.name>  
  <cim:Substation.Region rdf:resource="#_90cd295d-f10d-43a8-925e-29e1524738af"/>  
</cim:Substation>
```

Z:32055

```
<cim:PowerTransformer rdf:ID="_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817">  
  <cim:IdentifiedObject.description>Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'</cim:IdentifiedObject.description>  
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1</cim:IdentifiedObject.name>  
  <cim:Equipment.aggregate>true</cim:Equipment.aggregate>  
  <cim:Equipment.EquipmentContainer rdf:resource="#_cae03f98-510b-46b9-96e7-a3ad83c1cc0e"/>  
</cim:PowerTransformer>
```

Verwendung der Netzmodelle

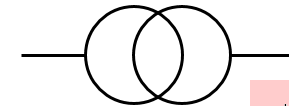
Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)



Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

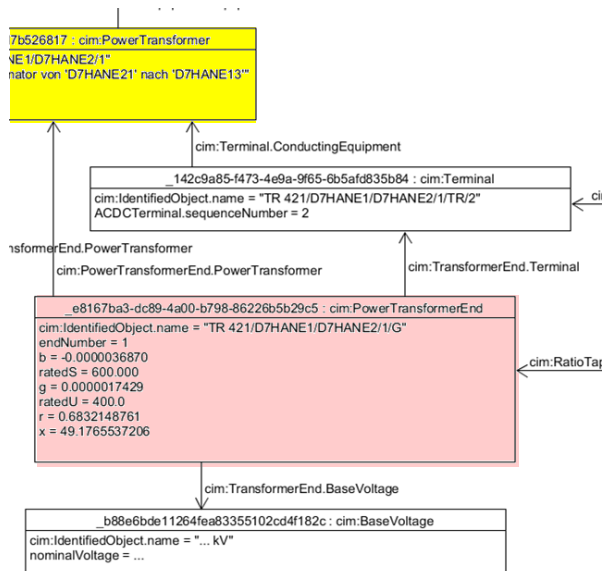
- Region: DE, Subregion: D7, UW: D7HANE
- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'
- Stufungen: -13 .. 13, neutrale Stufe: 0, ...



- b = 0
 - ratedS = 600.000
 - g = 0
 - ratedU = 230.0
 - r = 0
 - x = 0
- b = -0.0000036870
 - ratedS = 600.000
 - g = 0.0000017429
 - ratedU = 400.0
 - r = 0.6832148761
 - x = 49.1765537206

Verwendung der Netzmodelle

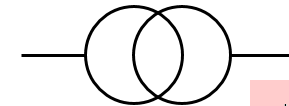
Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)



Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

- Region: DE, Subregion: D7, UW: D7HANE
- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'
- Stufen: -13 .. 13, neutrale Stufe: 0, ...



- b = 0
- ratedS = 600.000
- g = 0
- ratedU = 230.0
- r = 0
- x = 0

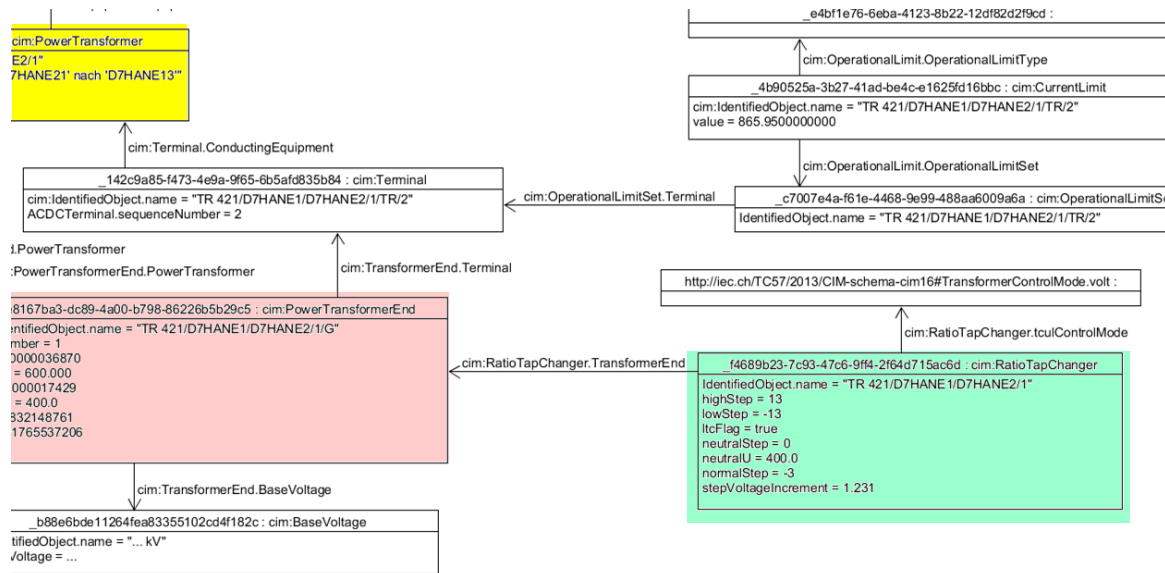
- b = -0.0000036870
- ratedS = 600.000
- g = 0.0000017429
- ratedU = 400.0
- r = 0.6832148761
- x = 49.1765537206

Z:35068

```
<cim:PowerTransformerEnd rdf:ID="e8167ba3-dc89-4a00-b798-86226b5b29c5">
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1/G</cim:IdentifiedObject.name>
  <cim:TransformerEnd.endNumber>1</cim:TransformerEnd.endNumber>
  <cim:TransformerEnd.Terminal rdf:resource="#_142c9a85-f473-4e9a-9f65-6b5afd835b84"/>
  <cim:TransformerEnd.BaseVoltage rdf:resource="#_b88e6bde11264fea83355102cd4f182c"/>
  <cim:PowerTransformerEnd.b>-0.0000036870</cim:PowerTransformerEnd.b>
  <cim:PowerTransformerEnd.ratedS>600.000</cim:PowerTransformerEnd.ratedS>
  <cim:PowerTransformerEnd.g>0.0000017429</cim:PowerTransformerEnd.g>
  <cim:PowerTransformerEnd.ratedU>400.0</cim:PowerTransformerEnd.ratedU>
  <cim:PowerTransformerEnd.r>0.6832148761</cim:PowerTransformerEnd.r>
  <cim:PowerTransformerEnd.x>49.1765537206</cim:PowerTransformerEnd.x>
  <cim:PowerTransformerEnd.PowerTransformer rdf:resource="#_00da7301-6a9a-4129-9cf2-f19d7b526817"/>
</cim:PowerTransformerEnd>
```

Verwendung der Netzmodelle

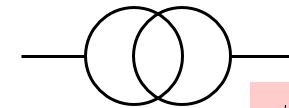
Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)



Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

- Region: DE, Subregion: D7, UW: D7HANE
- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'
- Stufen: -13 .. 13, neutrale Stufe: 0, ...



- b = 0
- ratedS = 600.000
- g = 0
- ratedU = 230.0
- r = 0
- x = 0
- b = -0.0000036870
- ratedS = 600.000
- g = 0.0000017429
- ratedU = 400.0
- r = 0.6832148761
- x = 49.1765537206

Z:46112

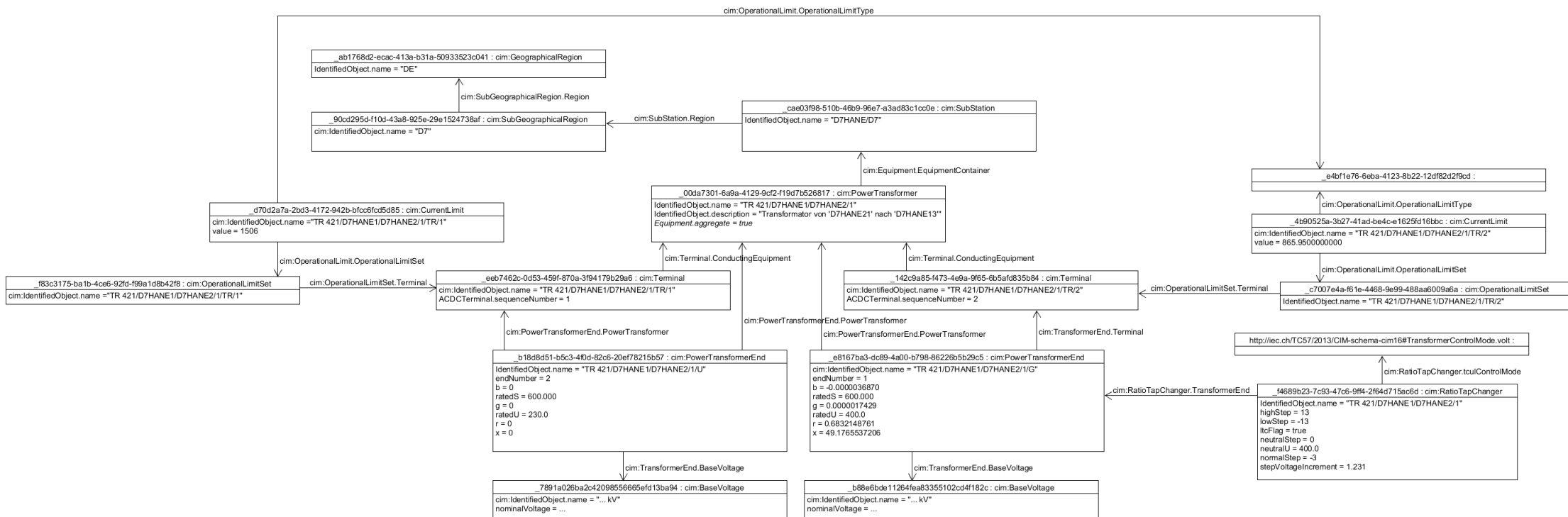
```
<cim:RatioTapChanger rdf:ID="f4689b23-7c93-47c6-9ff4-2f64d715ac6d">
  <cim:IdentifiedObject.name>TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1</cim:IdentifiedObject.name>
  <cim:TapChanger.highStep>13</cim:TapChanger.highStep>
  <cim:TapChanger.lowStep>-13</cim:TapChanger.lowStep>
  <cim:TapChanger.ltcFlag>true</cim:TapChanger.ltcFlag>
  <cim:TapChanger.neutralStep>0</cim:TapChanger.neutralStep>
  <cim:TapChanger.neutralU>400.0</cim:TapChanger.neutralU>
  <cim:TapChanger.normalStep>-3</cim:TapChanger.normalStep>
  <cim:RatioTapChanger.tculControlMode rdf:resource="http://iec.ch/TC57/2013/CIM-schema-cim16#TransformerControlMode.volt">
  <cim:RatioTapChanger.stepVoltageIncrement>1.231</cim:RatioTapChanger.stepVoltageIncrement>
  <cim:RatioTapChanger.TransformerEnd rdf:resource="#_e8167ba3-dc89-4a00-b798-86226b5b29c5"/>
</cim:RatioTapChanger>
```

Verwendung der Netzmodelle

Beispiel Stammdaten eines Transformators (Auszug!)

(exemplarisch modelliert)

- Name: TR 421/D7HANE1/D7HANE2/1, Transformator von 'D7HANE21' nach 'D7HANE13'
- Transformator modelliert mit UW- und regionaler Zuordnung, technischen Stammdaten, möglichen Trafo-Stufungen, technischen Betriebsgrenzen



CGMES braucht IT-Werkzeuge

- CGMES erlaubt eine detaillierte und im Vergleich zu anderen Modellierungen die sehr weitgehend eindeutige Beschreibung von Netzmodellen
 - CGMES ist für den Austausch von Netzmodellen von Maschine zu Maschine konzipiert, nicht für die direkte Verwendung durch Netzplaner und Netzfürer
 - RDF als Grundlage für CIM/CGMES ist ebenfalls ein M2M-Standard. RDF schafft hohe Flexibilität für die Modellierung, aber auch hohe Komplexität der konkreten Abbildungen
 - RDF/XML-Dateien sind zwar textbasiert, aber für einen Anwender kaum überschaubar
-
- CGMES braucht IT-Werkzeuge (graphische Datenpflege, Im-/Export, tabellarische Ausgaben, ...)
 - CIM-User Group empfiehlt CIM/CGMES nur für den Austausch, aber nicht als internes Datenmodell
 - Die ÜNB empfehlen die Implementierung von Ausgabe- und Validierungstools (z.B. tabellarische Ausgaben zu Objekten, Validierungslisten)

CGMES-Implementierungsleitfaden: Anforderungskatalog

Weiterführende Anforderungen

Anforderungen an den Netzmodellaustausch aus Sicht der ÜNB

50hertz | amprion | tennet | TRÄNSNET BW

alle innerhalb des Netzgebietes befindlichen nach GLODM mehrstufigen Erzeuger und Verbraucher abgebildet sowie
 alle Erzeuger inklusive Erzeugerleistungen mit Angabe des Primärenergiegegens modelliert sind.

Möglichkeit für die Umsetzung des Austauschs von Netzmodellen ist letztendlich, dass die von ÜNB übermittelten Netzmodellen durch die Anschluss ÜNB bilinear eingepreist und in ein integriertes Netzmodell eingeleitet sowie für die relevanten Berechnungen verwendet werden können.

Um die Planung relevanter Umsetzungsprojekte zu unterstützen, haben die ÜNB nachfolgend einen Katalog von Mindestanforderungen erstellt. Diese Mindestanforderungen basieren auf dem gegenwärtigen Kenntnisstand und richten sich im Wesentlichen nach den Erfordernissen des Austauschs von Netzmodellen nur für den Zweck der Kapazitätsberechnung (vergleiche Kapitel 1). Es ist möglich, dass aus zukünftig in Kraft tretenden Network Codes weitere Anforderungen an Netzmodelle und den Austausch von Netzmodellen folgen, die hier nicht antizipiert werden können.

Tab. 2 Mindestanforderungen an Netzmodellen





Nr.	Anforderung	Priorität
Erzeuger		
A1	Die vom VNB erstellten Netzmodelle müssen gegenüber dem CGMES-Standard in der Version 2.4.15 inkonsistent sein.	MUSS
A2	Die vom VNB übermittelten Netzmodellen (BDF/XML, Daten, ZIP-Archive) müssen die Anforderungen des CGMES-Standards erfüllen.	MUSS
A3	Für jedes CGMES-Profil in den übermittelten Netzmodellen müssen die im CGMES-Standard als notwendig gekennzeichneten Attribute enthalten sein.	MUSS
A4	Im CGMES-Standard als optional gekennzeichnete Attribute müssen entsprechend der bilateralen Änderungen zwischen VNB und Anschluss ÜNB in den Netzmodellen enthalten sein.	MUSS
Geografische Informationen		
K1	Alle identifizierten Objekte des Netzmodells müssen GÜIDs aufweisen, die nach einer Bildungsregel entsprechend IETF RFC 4122 gebildet werden sind.	MUSS
K2	Die GÜIDs sollen bevorzugt entsprechend der namensbasierten Bildungsregel der IETF RFC 4122 hergestellt werden, da diese die Referenzierbarkeit der GÜID ermöglicht.	KANN
Verhaltensregeln		
M1	Das Verhaltensregelgebiet muss die geografische Region in dem Netzmodell abdecken. Wenn kein geographisches "VIC" vorliegt, soll bei vollständiger Überdeckung mit dem Netzgebiet die "X-SEC" des Standortgebiets als Formung des Verhaltensregelgebiets verwendet werden. Abweichende Regelungen müssen zwischen VNB und Anschluss ÜNB vereinbart werden.	MUSS
Profil		
N2	Für den Austausch von Netzmodellen müssen die CGMES Profile EQ, EQ_BO, TP, TP_BO, SSI und SV erstellt werden.	MUSS
Netzmodell		
N11	Soweit zwischen VNB und Anschluss ÜNB vereinbart, müssen für BDF/XML, Daten und ZIP-Archive entsprechende Namenskonventionen enthalten werden.	MUSS
N12	Die im CGMES-Standard geforderten Validierungen (S1, Kapitel 4.9) müssen vor Übermittlung der Netzmodellen durchgeführt worden und bestanden sein.	MUSS
Netzmodell		
K2	Das CGMES-Profil EQ muss zusätzlich zu den übermittelten Netzmodellen auch als Erzeugerliste vollständig und eindeutig enthalten und diese Erzeugerliste standard-conform sowie entsprechend den zwischen VNB und Anschluss ÜNB getroffenen Regelungen kennzeichnen.	MUSS
K3	Die Anforderungen an GÜID und NamensAttribute müssen auch für alle Erzeugerliste-Objekte werden. Insbesondere ist sicherzustellen, dass keine Mehrdeutigkeiten von GÜID innerhalb des Netzmodells auftritt.	MUSS

- Netzmodellierung und Ausgabe der Netzmodellendaten müssen konform zur aktuellen CGMES-Spezifikation (v 2.4.15) realisiert werden
- Weitergehende, aber auch CGMES beschränkende Anforderungen sind gemäß dem Wunsch der VNB im CGMES-Implementierungsleitfaden tabellarisch aufgelistet und beschrieben.
 - MUSS-Anforderungen: Notwendige Eigenschaften der Umsetzungen
 - KANN-Anforderungen: Alternative Umsetzungsmöglichkeiten oder Empfehlungen
- Der Anforderungskatalog kann fortgeschrieben werden, wenn betreffende Anforderungen durch neue Network Codes (FCA, SO GL) hinzukommen
- Die ÜNB schlagen ein Validierungsvorgehen für Netzmodelle vor

Sind von CGMES abweichende Umsetzungen möglich?

- Insgesamt nicht sinnvoll, weil der Austausch von Netzmodelldaten nachfolgend zur CACM für die Implementierung weiterer EU Network Codes notwendig sein wird
- Nur für eine Interimsphase möglich
- Im bilateralen Austausch mit dem (den) Anschluss-ÜNB zu klären

Weiterführende Anforderungen Vorgehensempfehlungen der ÜNB

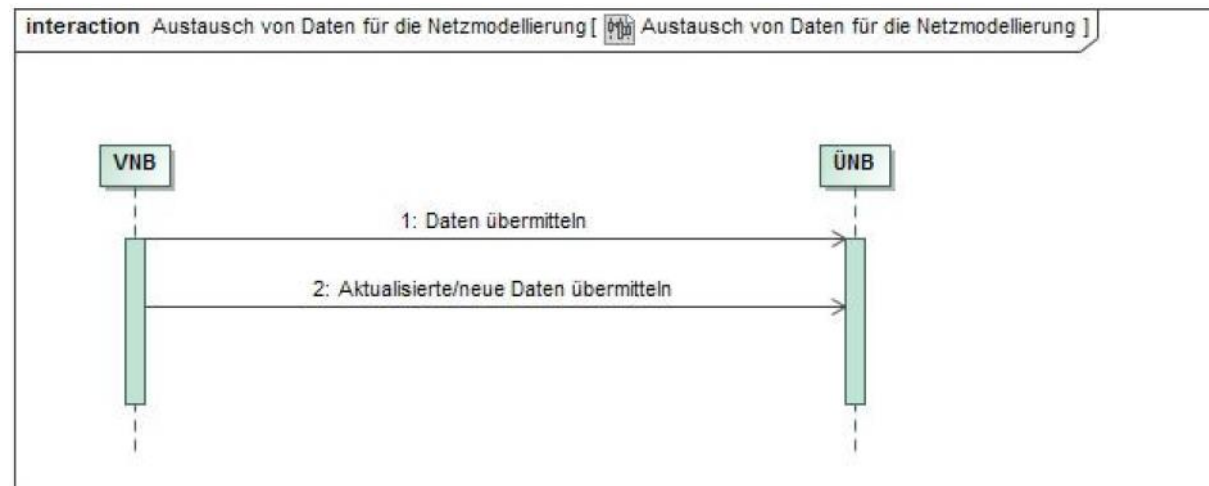
   	
Frühzeitige Kontaktaufnahme zu den Anschluss-ÜNB für Abstimmungen zum konkreten Austausch von Netzmodellaten und zur konkreten Modellierung von Übergabeteilen	
Frühzeitiger Aufbau von Referenz-Netzmodellen bzw. Netzmodellaten-Mustern für Abstimmungen mit Anschluss-ÜNB und ggf. anderen VNB, wenn gemeinsame Netzgruppen mit diesen VNB betrieben werden	
Vorzugsweise iterative Projektumsetzung, die Zwischenabstimmungen zwischen VNB und Anschluss-ÜNB auf Basis von Teilumsetzungen erlaubt. Beispielsweise ist die sukzessive Umsetzung der CGMES-Profilie ausgehend vom CGMES-Profil EQ (EQ_BD) sinnvoll	
Sofern kein Re-Import von CGMES-Netzmodellaten in die eigenen IT-Systeme des VNB unterstützt werden soll: Überprüfen der ausgegebenen Netzmodellaten mit externen CGMES-befähigten Werkzeugen durch den VNB bzw. in gemeinsamer Aktivität mit den Anschluss-ÜNB	
Einrichten geeigneter Prozesse und Verantwortungen für den Austausch von Netzmodellaten an der organisatorischen Schnittstelle zwischen VNB und Anschluss-ÜNB, beispielsweise Qualitätsicherung, Störungsbehebung/technische Bereitschaft, fachliche Klärungsstelle für Rückfragen der Anschluss-ÜNB	
Einplanen einer angemessenen Projektphase für die Durchführung von Interoperabilitätstests zwischen VNB und Anschluss-ÜNB und relevanter Zeiträume für etwaige Nachbesserungen, um die Robustheit des Austauschs von Netzmodellaten und die Nutzbarkeit der übermittelten Netzmodellaten durch die ÜNB zu prüfen und zu erreichen	
Einplanen einer erhöhten Verfügbarkeit von technischer Bereitschaft und fachlichen Ansprechpartnern beim VNB während einer angemessenen „Einschwingphase“ nach Aufnahme des operativen Austauschs von Netzmodellaten für antags erwartete erhöhte Rückfragen und Korrekturbedarfe der Anschluss-ÜNB	
Informationstechnische Umsetzung	
Einbinden der Spezifikationsdokumente des CGME-Standards vorrangig zu den darin referenzierten CIM-Standards und sonstigen Anforderungen der Umsetzung als verbindliche Bestandteile in die IT-Lastenhefte gegenüber den IT-Lieferanten	
Prüfen des Bedarfs und ggf. Formulierung einer entsprechenden Anforderung an die IT-Lieferanten, für außerordentliche Plausibilitäts- oder Fehleranalysen geeignete Darstellungswerkzeuge (z.B. Tabellenansichten) für bereits in RDF/XML-Dateien ausgegebene Netzmodellaten zu verwenden	
Ergänzen der Testfälle für Funktions- und Abnahmetests um zumindest eine relevante Auswahl der von ENTSO-E durchgeführten Interoperabilitätstests (vergleiche [13])	
Bedarfsweise Verpflichtung des IT-Lieferanten, sich durch die ENTSO-E gemäß der CGMES Conformity Testprozeduren für die relevante Funktionalität zertifizieren zu lassen	
Umsetzen der Netzmodelle bzw. der Ausgabe angepasster/bestehender Netzmodelle in CGMES-basierte RDF/XML-Dateien direkt als Node-Breaker-Modelle. Eine Umsetzung als Bus-Branch-Modell ist für den gegenwärtigen Zweck der GLDPM (siehe	
30/37	

- Zur Koordinierung mit den Anschluss-ÜNB:
 - Projektbezogene Zusammenarbeit
 - Iterative Umsetzung und Zwischenabstimmungen
 - Einrichtung von Prozessen bzw. betrieblichen Funktionen für den Regelprozess des Austauschs von Netzmodellen
 - Betriebsaufnahme
- Zur Umsetzung mit IT-Lieferanten:
 - Verbindlichkeit der Anforderungen
 - Zertifizierungsmöglichkeit für Produkte/Lösungen der IT-Lieferanten
 - Einplanen von Hilfsmitteln

Prozessbeschreibung

Prozess des Austauschs von Netzmodellen

Prozessleitfaden



- Für den Day-Ahead-Kapazitätsberechnungszeitbereich zwei Tage vorher (D-2) bis 15:15 Uhr
- Für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich einen Tag vorher (D-1) bis 16:30 Uhr
- Eine Aktualisierung der Datensätze kann vor den genannten Fristen zu jedem Zeitpunkt erfolgen
- Details: Prozessbeschreibung – Austausch von Daten für die Netzmodellierung (Anlage 01A des Rahmendokumentes „Umsetzung der „Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM)“ in Deutschland“)

Fragen und Antworten

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- **12:30h – Mittagessen**
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtverfügbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Mittagessen

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- **13:15h – Stammdatenaustausch**
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Stammdatenaustausch

Stammdaten

- **GLDPM-Adressatenkreis**
- **Stammdaten**
- **W-EIC**
- **Groß-SVE**
- **Hinweise aus dem Markt**
- **Excelformatvorlage**

GLDPM-Adressatenkreis 1/2

- **Große Stromerzeugungseinheiten (Groß-SEE) (vgl. KWEP-1)**
 - konventionelle Stromerzeugungseinheiten mit Nettonennleistung $\geq 10\text{MW}$ und Netzanschlusspunkt $\geq 110\text{kV}$
- **Nicht dargebotsabhängige erneuerbare Stromerzeugungseinheiten (ND EE-SEE) (nicht KWEP-1)**
 - Erneuerbare Stromerzeugungseinheiten mit Nettonennleistung $\geq 10\text{MW}$ die sich nicht in der festen Einspeisevergütung befinden. Alle erneuerbaren Energieträger ausgenommen Wind und Solar
- **Sonstige Stromerzeugungseinheiten (S-SEE) (nicht KWEP-1)**
 - konventionelle, hauptsächlich stromgeführte Stromerzeugungseinheiten mit Nettonennleistung $\geq 10\text{MW}$ und Netzanschlusspunkt $< 110\text{kV}$. Thermische Abfallbehandlungsanlagen sind ausgenommen

GLDPM-Adressatenkreis 2/2

- **Große Stromspeichereinheiten (Groß-SSE) (vgl. KWEP-1)**
 - Stromspeichereinheiten mit Nettonenn- oder Bezugsleistung $\geq 10\text{MW}$ und Netzanschlusspunkt $\geq 110\text{kV}$
- **Sonstige Stromspeichereinheiten (S-SSE) (nicht KWEP-1)**
 - Stromspeichereinheiten mit Nettonenn- oder Bezugsleistung $\geq 10\text{MW}$ und Netzanschlusspunkt $< 110\text{kV}$
- **Große Stromverbrauchseinheiten (Groß-SVE) (nicht KWEP-1)**
 - Stromverbrauchseinheiten mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50MW
 - Aggregierte Übermittlung der Planungsdaten in Bezug auf einen oder mehrere gemeinsame Netzverknüpfungspunkte am vorgelagerten Netz nach bilateraler Abstimmung mit dem ÜNB möglich wenn eine oder mehrere SVE im gleichen Netz mit einer oder mehreren SEE technologisch gekoppelt betrieben werden

Drei neue Stammdaten für GLDPM-Adressatenkreis

Die Stammdaten von KWEP-1 wurden wie folgt erweitert:

- **Marktlokations-ID (MaLo)**
- **Energieträger**
- **Anschluss-Netzbetreiber**
- **Die in der Branchenlösung erweiterten Redispatch-Stammdaten sind nur für die vom KWEP-1 Prozess betroffenen Anlagen anzugeben.**

Wofür werden die Stammdaten benötigt?

- Für den Austausch von Planungsdaten und die sinnvolle Einordnung der technischen Ressourcen werden Stammdaten benötigt
- Stammdaten werden für die drei Typen technischer Ressourcen ausgetauscht
- Stromerzeugungseinheiten (SEE), Stromspeichereinheiten (SSE) und Stromverbrauchseinheiten (SVE)

Alle drei Typen werden durch einen W-EIC identifiziert

Bei Beantragung eines W-EIC ist eine „function“ anzugeben – die empfohlenen „functions“ sind wie folgt:

Objekte	function	Hinweis
Groß-SEE	{Generation; Generationunit}	
EE-SEE	{Generation; Generationunit}	
S-SEE	{Generation; Generationunit}	
Groß-SSE	{Generation; Generationunit}	
S-SSE	{Generation; Generationunit}	
Groß-SVE	{Load}	Im Falle eines Aggregates werden die unterlagerten SVE nicht mit separaten W-EIC identifiziert.
Produktionsanlagen	{Production unit}	Entspricht der „production unit“ im Englischen

Beschreibung der Groß-SVE

- SVE mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW.
- Technisches Objekt, mit einer oder mehreren technischen Ressourcen.
- Die technischen Ressourcen
 - müssen örtlich zusammenstehen und
 - dürfen nicht unabhängig voneinander betreibbar sein (z.B. Schmelzofen mit mehreren Heizwendeln).
- Zugehörige kleine technische Ressourcen müssen nicht identifiziert bzw. gemeldet werden.

Identifikation der Groß-SVE

Viele vorgeschlagene Identifikatoren:

- MaStR-ID
- Zählpunkt
- MaLo



W-EIC

Argumente für den W-EIC

- MaStR-ID liegt Anfang 2018 nicht flächendeckend/qualitätsgesichert vor
- Zählpunkt ist bezogen auf Abrechnungswerte und ist nicht eindeutig
- MaLo ist ein virtuelles Objekt zur Abbildung kaufmännischer/vertraglicher Bedingungen und nicht eindeutig



W-EIC liegt zeitnah vor und hat eine 1 zu 1 Beziehung zu einem technischen Objekt

Ausgesuchte Hinweise aus dem Markt

EIV verfügt nicht über abgefragte Stammdaten:

Im Zuge der Konsultation des Konsultationsdokumentes wurden seitens der Kraftwerksbetreiber (potentielle EIV) Bedenken dahingehend geäußert, dass die ÜNB Stammdaten von ihnen abfragen, über welche sie nicht verfügen und ggf. von den Anlagenbesitzern gar nicht erhalten würden. Die ÜNB haben dieses berücksichtigt und in die Rahmenbedingungen bei den Stammdaten (GLDPM-anlage-02A-PB-uebermittlung-von-stammdaten-fuer-SEE-SSE-SVE-2017-07-03-0900h-v02) folgenden Satz mit aufgenommen:

„Gemäß GLDPM ist der Eigentümer zur Übermittlung der Daten verpflichtet. Die Vorgaben zur GLDPM-Umsetzung der deutschen ÜNB adressieren jedoch primär den EIV einer technischen Ressource. Der Eigentümer der technischen Ressource hat dem EIV alle Daten zur Erfüllung seiner Datenlieferpflichten zur Verfügung zu stellen.“

Ausgesuchte Hinweise aus dem Markt

Ebenfalls wurde die Befürchtung geäußert, dass die MaLo nicht rechtzeitig zur Verfügung steht:

Meilenstein	Zeitfenster	Beschreibung	<u>Ausschließlich</u> genutzter Identifikator für Marktlokationen und Tranchen
01.06.2017		Start Codevergabe	
Juni 2017		Datenformate liegen durch Bundesnetzagentur vor	
	01.06.2017 – 30.11.2017	Zuordnung der MaLo-ID zu bestehenden Marktlokationen (Netzbetreiber intern)	Zählpunktbezeichnung
01.10.2017		Start Interimsmodell Einführung der Objekte „Marktlokation“ und „Messlokation“	Zählpunktbezeichnung
01.12.2017		Start Anfrage-/Antwortprozess („Verteilung MaLo-ID an Berechtigte“)	Zählpunktbezeichnung

	01.12.2017 – 30.01.2018	Austausch der MaLo-ID mittels des Anfrage-/Antwortprozess („Verteilung MaLo-ID an Berechtigte“)	Zählpunktbezeichnung
01.02.2018		Start Nutzung MaLo-ID Dies gilt auch für Sachverhalte, die den Zeitraum vor dem 01.02.2018 betreffen.	MaLo-ID
	01.02.2018 – 31.03.2019	Nutzung des Anfrage-/Antwortprozesses („Verteilung MaLo-ID an Berechtigte“) zur Klärung von Einzelfällen	MaLo-ID
01.04.2019		Anfrage-/Antwortprozess („Verteilung MaLo-ID an Berechtigte“) existiert nicht mehr	MaLo-ID

Auszug aus der BDEW-Anwendungshilfe "Die neue Marktlokations-Identifikationsnummer: Bildungsvorschrift und Einführung im Energiemarkt"

Ausgesuchte Hinweise aus dem Markt

Doppelmeldung durch initiale Stammdatenmeldung?

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis / Bemerkung
1	Initiale Stammdaten übermitteln	1 Monat <u>vor</u> Beginn der Testphase	<ul style="list-style-type: none">• Erstmitteilung aller vorhandenen Stammdaten für die Testphase• Im Initialprozess wird jede technische Ressource mittels eines EIC (W-Code) und dazugehörigem Klarnamen (Displayname) eindeutig identifiziert.
2	Aktualisierte/neue Stammdaten übermitteln	1 Monat <u>vor</u> Wirksam- werden der Änderung	Bei einer erneuten Übermittlung auf Grund einer Aktualisierung ist immer der gesamte Bestand mit zu übermitteln. Änderungen sind zu markieren.

- Stammdatenmeldung sieht immer Übermittlung aller Stammdaten vor
- Hinzukommende technische Ressourcen müssen initial gemeldet werden

Excelformat

- Excelformat schon beim KWEP-1 Prozess
- Wunsch zum Wechsel zu einem besser geeigneten Format besteht auch bei den ÜNB
- MaStR scheidet voraussichtlich erst einmal aus
- Mit der SO GL werden voraussichtlich die Stammdaten und der Kreis der erfassten Anlagen erweitert und der Formatwechsel wird noch einmal bewertet werden müssen

Einige Worte zum überarbeiteten Excelformular

Die Exceltabelle gliedert sich wie bei KWEP-1 in zwei Blätter. Ein Blatt beinhaltet die Kontaktdaten des EIV und ein weiteres ermöglicht den Stammdatenaustausch für die technischen Ressourcen.



Microsoft
Excel-Arbeitsblatt

- Welche technische Ressource muss was liefern? Ist gekennzeichnet:


Alle	Groß-SEE Groß-SSE
------	----------------------

Einige Worte zum überarbeiteten Excelformular

Die neue Exceltabelle soll das Arbeiten mit dieser erleichtern. Deshalb haben die ÜNB bedingte Formatierungen eingeführt, welche sicherstellen, dass bei den Identifikatoren die vorgeschriebene Anzahl an Zeichen eingehalten wird.

TECHNISCHE RESSOURCEN		
g des es	W-Code	Mark
n-Menü	EIC	
	11W123456789012	

W-Code_Fehlermeldung

 Der W-Code besteht aus genau 16 Zeichen. Bitte geben Sie den richtigen W-Code ein.

Einige Worte zum überarbeiteten Excelformular

Ebenfalls wurden für einige Stammdatenfelder, wie z.B. die Verwendung des W-EIC, Dropdownmenüs eingerichtet. Damit wird sichergestellt, dass auch nur die vom ÜNB erwarteten Begriffe genutzt werden können.

Verwendung des W-Codes	
aus Dropdown-Menü	
	▼
Technische Ressource Produktionsanlage	

Backup

Marktlaktions-ID, Begründung: Verknüpfung mit den Bewegungsdaten. Bisher ist es geplant mit den Smartmetern die Marktlaktions-ID mit auszutauschen. Das ist auch der Grund, warum die ÜNB sich dafür entschieden haben, diese mit in die Stammdaten der technischen Ressourcen aufzunehmen. Im Falle, dass sich zu diesem Punkt etwas ändert muss auch der Austausch der MaLo mit den Stammdaten noch einmal bewertet werden.

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- **13:45h – Planungsdaten**
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Planungsdaten

Erweiterungen zum BK6-13-200 – Datensicherheit

- **alt:**

- Standard-E-Mail (SMTP)
- ISDN (FTP)

- **neu:**

- Auf Wunsch eines EIV bieten ÜNB auch übergangsweise mindestens einen der beiden folgenden Standards an:
 - verschlüsselte E-Mail (SMTP mit S/MIME)
 - SFTP
- Die damit zusammenhängenden Modalitäten (Vorgehen zur Aktualisierung von Zertifikaten, Klärung der Verantwortlichkeiten bei Übermittlungsfehlern etc.) sind bilateral abzustimmen.
- „Übergangsweise“ → Ausarbeitung eines zukünftigen Verschlüsselungsstandards für den deutschen Elektrizitätsmarkt findet derzeit im BDEW statt

Grundsätzliches

- **Zusammenspiel mit Dokumenten aus Beschluss BK6-13-200 (KWEPI):**

- Die GLDPM-Prozesse bauen auf jenen aus dem Beschluss auf. Bei den Änderungen im Rahmen der GLDPM handelt es sich um Erweiterungen dieser, die den unberührt lassen. (ausgenommen Fehlerkorrekturen)

- **Weitergabe von Planungsdaten zu Erzeugungen und Lasten von ÜNB an VNB:**

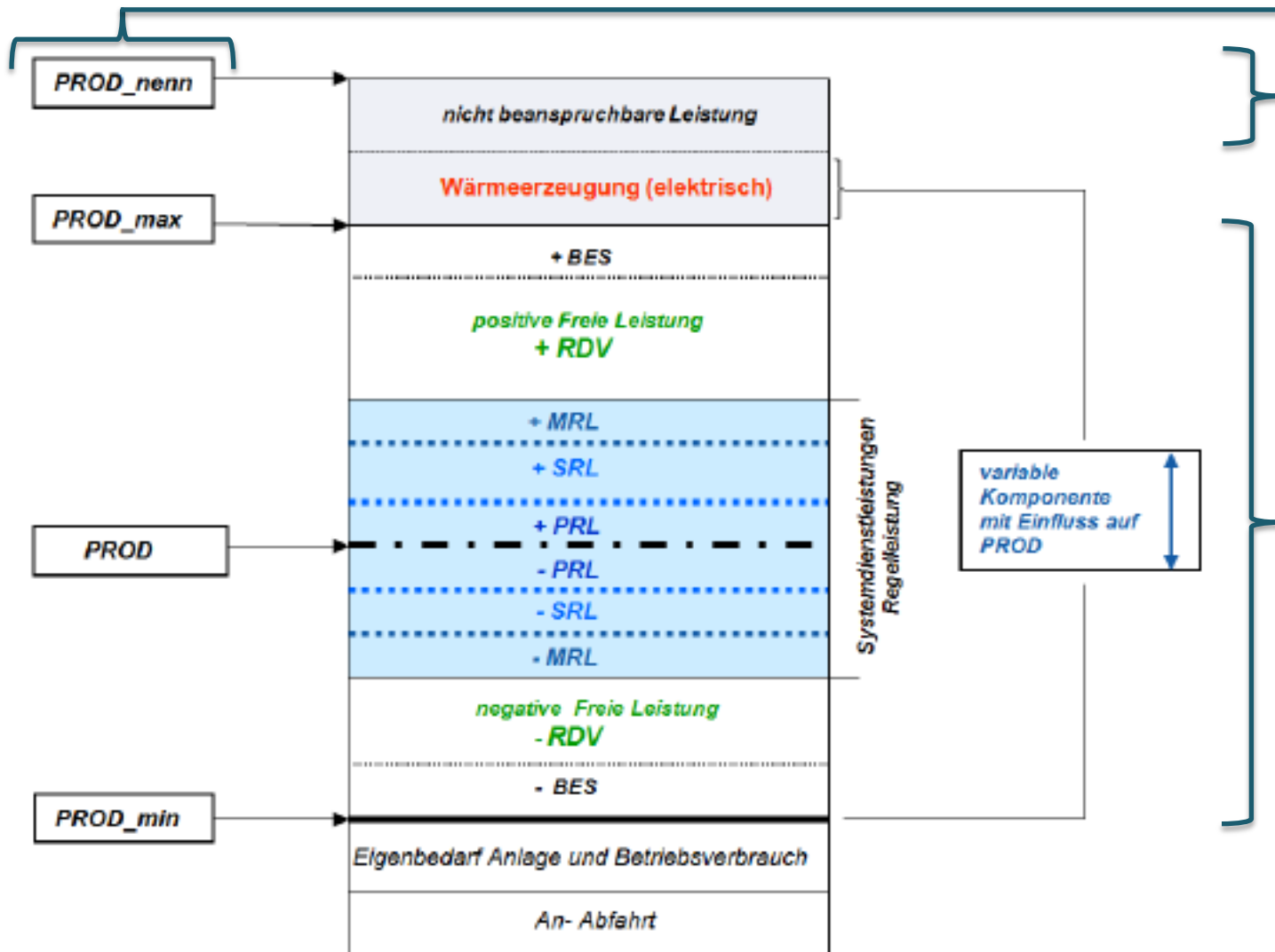
- Datenbedarf der VNB wird nicht in Frage gestellt
- Prozess der Weitergabe der Daten: bilaterale Abstimmung zwischen ÜNB und VNB (mit Zustimmung des EIV)

- **XML-Schemadateien (XSD):**



- Zu den Formatbeschreibungen „Planungsdaten“, „Nichtbeanspruchbarkeiten“ und „Empfangs- und Prüfbestätigung“ wurden XML-Schemadateien (XSD) entworfen
- XSD enthalten die Elementnamen und die verfügbaren Attribute eines XML Dokuments, d.h. die hierfür nötigen Deklarationen. Sie beschreiben, wie ein XML Dokument dargestellt werden soll und damit, in welcher Form bzw. Datenstruktur Applikationen die Daten erhalten, wie sie die erhaltenen Daten bearbeiten müssen.

Planungsdaten – Datenumfang – Schema



- Stammdatum
- Nichtbeanspruchbarkeit

- **Planungsdaten**

Planungsdaten – Datenumfang – Übersicht

Groß-SEE	Groß-SSE	S-SEE	S-SSE	ND-EE-SEE	SVE
<ul style="list-style-type: none"> • PROD_max • PROD_min • PROD • +RDV • -RDV • +PRL • -PRL • +SRL • -SRL • +MRL • -MRL • +BES • -BES 	<ul style="list-style-type: none"> • PROD_max • PROD_min • PROD • VERB_max • VERB_min • VERB • +RDV • -RDV • +PRL • -PRL • +SRL • -SRL • +MRL • -MRL • +BES • -BES 	<ul style="list-style-type: none"> • PROD_max • PROD_min • PROD • +PRL • -PRL • +SRL • -SRL • +MRL • -MRL 	<ul style="list-style-type: none"> • PROD_max • PROD_min • PROD • VERB_max • VERB_min • VERB • +PRL • -PRL • +SRL • -SRL • +MRL • -MRL 	<ul style="list-style-type: none"> • PROD_max • PROD_min • PROD • +PRL • -PRL • +SRL • -SRL • +MRL • -MRL 	<ul style="list-style-type: none"> • VERB

- Es müssen immer alle Zeitreihen übermittelt werden, auch wenn Einheit bspw. nicht für RL präqualifiziert.

Planungsdaten – Datenaustauschprozess – Fristen und Aktualisierungen

- **D-2 14:30 Uhr:**



Neu

- Erstmalige Übermittlung für D-2 Kapazitätsberechnung
- In GLDPM ist Übermittlung bis 15:15 Uhr vorgegeben. Weitergabe der Daten an VNB zur Erstellung des Netzmodells und dessen Übermittlung an den ÜNB ebenfalls bis 15:15 Uhr → Verständigung auf den früheren Übermittlungszeitpunkt im Rahmen der Konsultation.

- **D-1 14:30 Uhr:**

- Aktualisierung für D-1 Kapazitätsberechnung

- **ab D-1 14:30 Uhr:**

- KWEP1: Fortlaufende Aktualisierung bei Werteänderungen $\geq 10\text{MW}$ oder $\geq 10\%$ der Nettonennleistung
- Da noch keine untertägige Kapazitätsberechnung durchgeführt wird, ist fortlaufende Aktualisierung nicht verpflichtend. ÜNB würden Aktualisierung aber sehr begrüßen, da Daten in untertägiger Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden können.
- Zu melden ist nicht die vermarktete Leistung, sondern die erwartete Einspeisung / Verbrauch.

Planungsdaten – Datenaustauschprozess – Dateiinhalt 1/2

▪ Anzahl der Dateien:

- Variante A: alle Daten in einer Datei
 - bei Aktualisierungen muss komplette Datei erneut übermittelt werden
- Variante B: Aufsplittung auf mehrere Dateien
 - Aber: Daten einer TR dürfen nicht auf mehrere Dateien verteilt werden
- Gewählte Variante muss bei Aktualisierungen für den gemeldeten Kalendertag beibehalten werden

▪ Zeitlicher Umfang der Datei(en):

- Eine Datei kann die Werte des gesamten Tages enthalten, d.h. auch Werte in der Vergangenheit.
Datei wird bei geänderten Werten der Vergangenheit nicht abgelehnt, Werte aber nicht übernommen.
- Eine Datei muss mindestens die Werte vom Erstellungszeitpunkt Datei bis zum Tagesende enthalten.

Planungsdaten – Datenaustauschprozess – Dateiinhalt 2/2

- **Datenumfang bei Änderungen:**

- Der Datenumfang einer vom Empfänger akzeptierten Planungsdatendatei darf sich bei einer erneuten Übermittlung oder Änderung nicht verringern.
- Die Kombination aus DocumentIdentification, TimeSeriesIdentification und Erfüllungstag darf sich nicht ändern.

Planungsdaten – Präzisierungen

Produktion / Verbrauch

- Prod_Plan und Verb_Plan dürfen nicht gleichzeitig > 0 sein
- Technische Ressourcen dürfen nur dann Verbrauch melden, wenn dies in den Stammdaten hinterlegt ist
- bei Prod_plan > 0 : (analog für Verb_plan > 0)
 - Prod_Plan \leq Prod_max
 - Prod_min \leq Prod_max
 - wenn Prod_Plan > 0 und keine An-oder Abfahrt der techn. Ressource, dann Prod_min \leq Prod_Plan

Planungsdaten – Präzisierungen

Regelleistung

- Werte aus Regelleistungsvorhaltungen sind immer kleiner als oder gleich der präqualifizierten Leistung aus den Stammdaten.
- Es ist die bezuschlagte und nicht die angebotene Regelleistung zu melden. Liegt erstere noch nicht vor, sind Nullwerte zu melden.
- Sollte es auf Grund der Poolung nicht möglich sein, die vorgehaltene Regelleistung konkreten Einheiten zuzuordnen, so ist diese in jenen Einheiten zu melden, in denen die Vorhaltung am wahrscheinlichsten ist.
- Bei Abruf von positiver Regelleistung (analog für Abruf negativer RL):
 - Prod_plan erhöht sich **nicht** um die abgerufene Menge
 - +PRL bzw. +SRL bzw. +MRL verringert sich **nicht** um die abgerufene Menge
 - +RDV und –RDV bleiben unverändert

Planungsdaten – Präzisionen

Redispatchvermögen

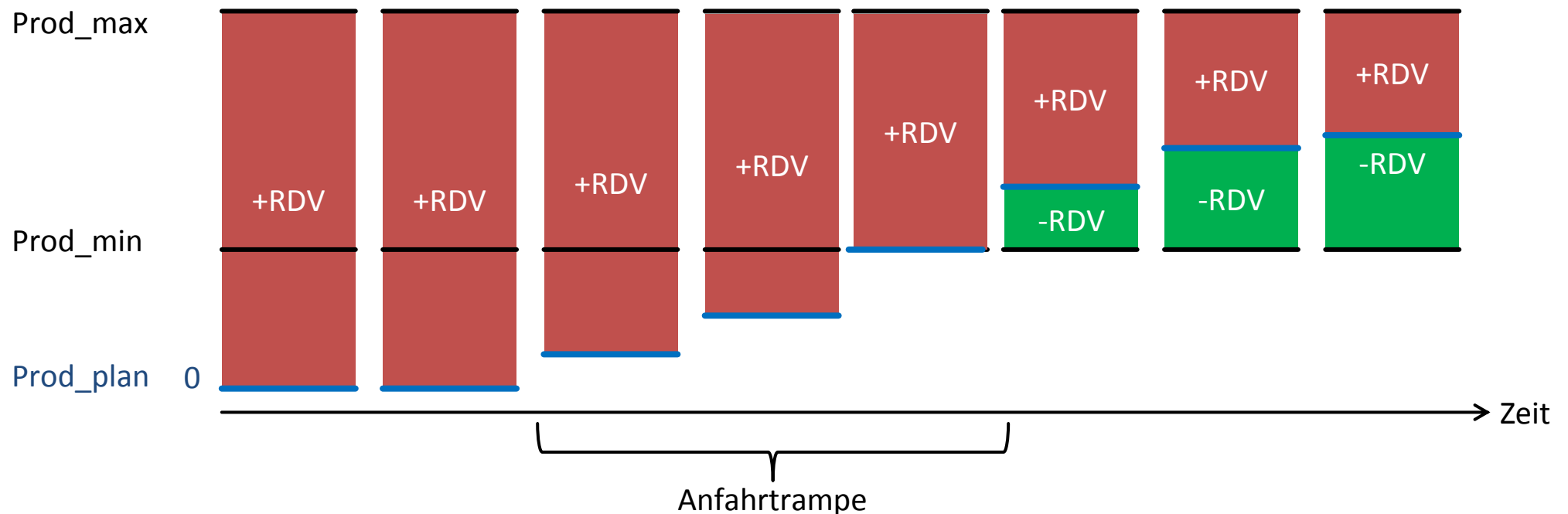
- Bei Abruf von positivem Redispatchvermögen:
 - Prod_plan erhöht sich um die abgerufene Leistung
 - +RDV verringert sich um die abgerufene Leistung
 - -RDV erhöht sich um die abgerufene Leistung

- Bei Abruf von negativem Redispatchvermögen:
 - Prod_plan verringert sich die um abgerufene Leistung
 - -RDV verringert sich um die abgerufene Leistung
 - +RDV erhöht sich um die abgerufene Leistung

Planungsdaten – Präzisierungen

Redispatchvermögen in An- und Abfahrtrampen

- Während der An- und Abfahrtrampen, also wenn gilt, dass $\text{Prod_Plan} > 0$ ist und gleichzeitig $\text{Prod_Plan} < \text{Prod_min}$ ist, sind +RDV und -RDV entsprechend der Abbildung zu melden.



Agenda

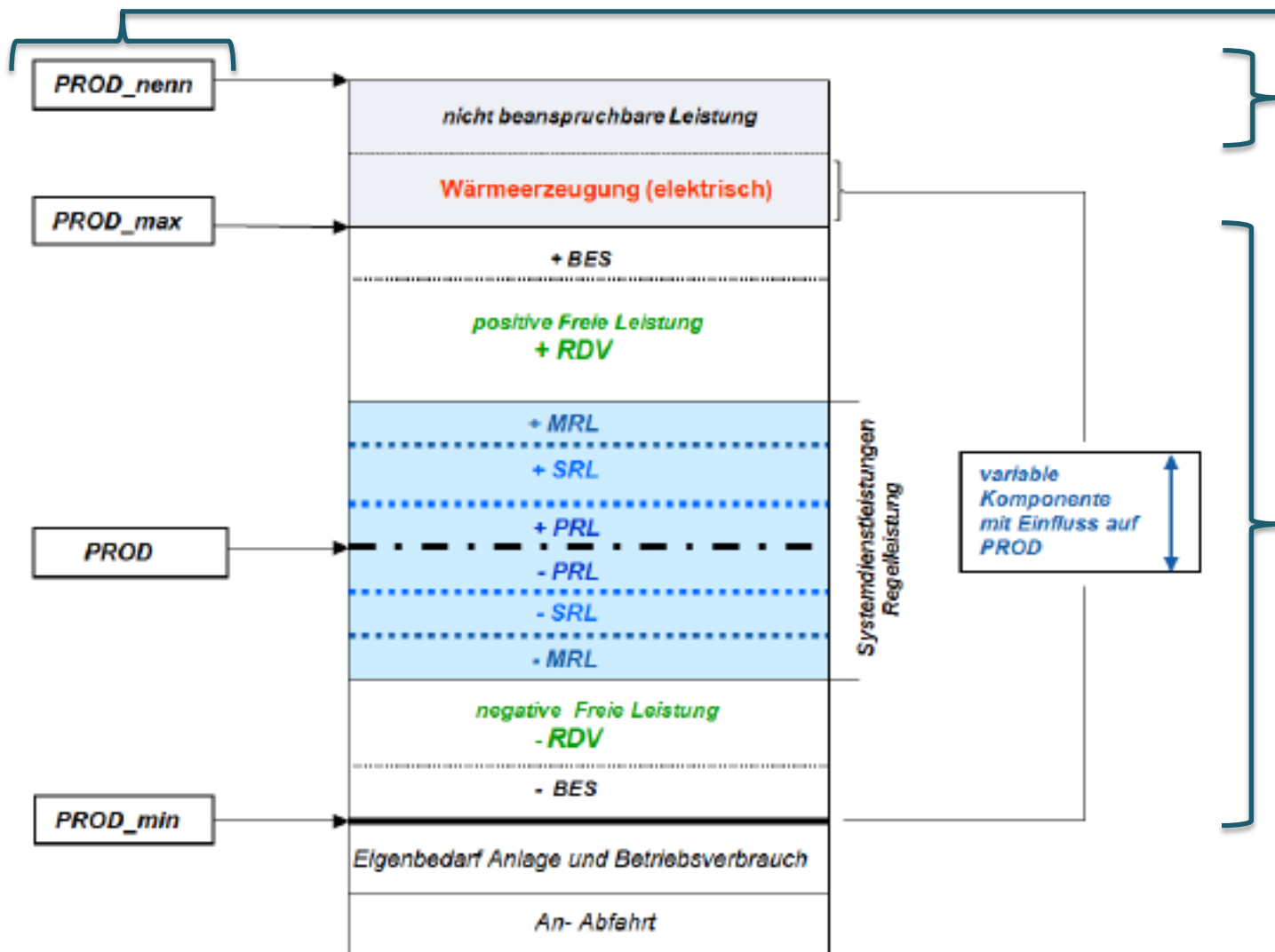
- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- **14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten**
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Nichtbeanspruchbarkeiten

Nichtbeanspruchbarkeiten – Grundsätzliches

- Gleicher Adressatenkreis wie bei den Planungsdaten
- Basiert ebenso wie das entsprechende Format zum Beschluss BK6-13-200 auf der Version 3.0 Release 0 des Implementierungshandbuchs zum „ENTSO-E OUTAGE TRANSPARENCY PROCESS“ vom 24.01.2014. Es handelt sich also um ein für den deutschen Markt aus dem Outage Document abgeleitetes Format.

Nichtbeanspruchbarkeiten – Datenumfang – Schema



- Stammdatum

- **Nichtbeanspruchbarkeit**

- Planungsdaten

Nichtbeanspruchbarkeiten – Datenaustauschprozess – Fristen

- Damit Nichtbeanspruchbarkeiten für die Kapazitätsberechnung genutzt werden können, müssen diese gemäß den Fristen aus GLDPM vorliegen.
- Abweichen von Fristen aus dem Beschluss BK6-13-200 nicht sinnvoll wenn Prozess zur Übermittlung aufgebaut ist → Nutzen der Fristen aus BK6-13-200
- **Geplante** Nichtbeanspruchbarkeiten: (Analog BK6-13-200 und EU Transparenzverordnung)
 - Datenumfang: Aktuelles Jahr + 2 Folgejahre
 - Meldezeitpunkt: bis 1h nach Bekanntwerden
- **Ungeplante** Nichtbeanspruchbarkeiten: (Analog BK6-13-200 und EU Transparenzverordnung)
 - Datenumfang: Eintrittszeitpunkt und voraussichtliche Dauer
 - Meldezeitpunkt: bis 1h nach Bekanntwerden
- ggf. Aktualisierung der Meldung

Nichtbeanspruchbarkeiten – Datenaustauschprozess – Details

- Jedes Dokument enthält genau eine Zeitreihe.
- Je Nichtbeanspruchbarkeit ist ein eigenes Dokument zu versenden. Mehrere Nichtbeanspruchbarkeiten mit verschiedenen Ursachen dürfen sich zeitlich überlagern und in Summe größer als die Nennleistung sein, diese aber nicht wesentlich überschreiten.
- Bei Nichtbeanspruchbarkeit einer Pumpe/Turbine sind ggf. zwei Dokumente zu versenden, wenn Pumpe und Turbine gleichzeitig nicht verfügbar sind
- Bei Änderungen (Status, Dauer) ist die Versionsnummer hochzuzählen. Die DocumentIdentification (mRID) muss gleich bleiben, da sonst Doppelmeldungen im ÜNB-System vorliegen. Ggf. alte Meldung stornieren.
- Meldung im 1min- (PT1) und 15min-(PT15) Raster möglich. Dadurch Konsistenz zu etwaiger zeitlich granularerer REMIT-Meldung gewährleistet. Bei Verwendung von PT15 sind nur die Zeitstempel 00,15,30,45 erlaubt. Die Sekundenangabe muss immer „00“ sein.

Nichtbeanspruchbarkeiten – Korrekturen

- Korrektur in Formatbeschreibung aus BK6-13-200: Einschränkung der Kombination von BusinessType und ReasonCode
 - Mögliche BusinessTypes:
 - A53 Planned maintenance (geplante Wartung)
 - A54 Unplanned outage (ungeplanter Ausfall)
 - Mögliche ReasonCodes:
 - B18 Failure (Ausfall)
 - B19 Foreseen maintenance (vorhergesehene Wartung)
 - B20 Shutdown (Abschaltung)
 - Z01 Außeneinfluss, der auch nicht durch Nutzung des §13 Absatz 2 EnWG beeinflusst werden kann
 - Z02 Einschränkungen auf Grund von Energielieferverpflichtungen (z. B. Wärme und Dampf. Exklusive Strom)
 - Z03 Einschränkungen auf Grund behördlicher oder umweltrechtlicher Vorgaben

Nichtbeanspruchbarkeiten – Korrekturen

- Korrektur in Formatbeschreibung aus BK6-13-200: Einschränkung der Kombination von BusinessType und ReasonCode
 - Mögliche BusinessTypes:
 - A53 Planned maintenance (geplante Wartung)
 - A54 Unplanned outage (ungeplanter Ausfall)
 - Mögliche ReasonCodes:
 - B18 Failure (Ausfall), **nur in Verbindung mit businessType A54 zulässig**
 - B19 Foreseen maintenance (vorhergesehene Wartung), **nur in Verbindung mit businessType A53 zulässig**
 - B20 Shutdown (Abschaltung)
 - Z01 Außeneinfluss, der auch nicht durch Nutzung des §13 Absatz 2 EnWG beeinflusst werden kann
 - Z02 Einschränkungen auf Grund von Energielieferverpflichtungen (z. B. Wärme und Dampf. Exklusive Strom)
 - Z03 Einschränkungen auf Grund behördlicher oder umweltrechtlicher Vorgaben

Agenda

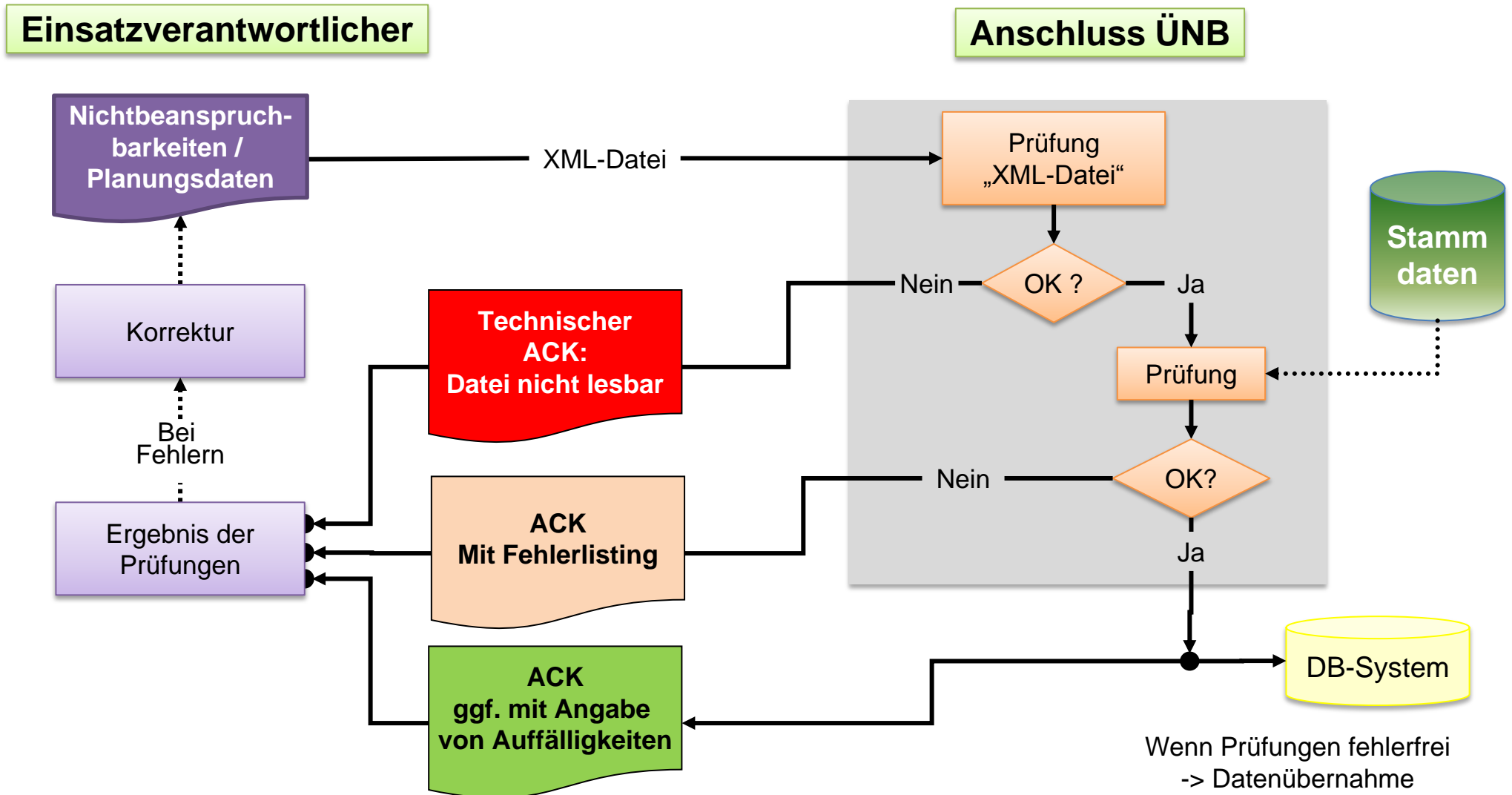
- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- **15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung**
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- 16:00h – Ende des Workshops

Empfangs- und Prüfbestätigung

Empfangs- und Prüfbestätigung – Grundsätzliches

- Empfänger antwortet **immer** mit einem ACK
 - Fehlt der ACK, ist Sender in der Pflicht nachzuprüfen, warum.
- Erhält der EIV innerhalb von 5 Minuten nach dem Versand der Datei (Planungsdaten oder Nichtbeanspruchbarkeiten) keine Empfangs- und Prüfbestätigung, muss er davon ausgehen, dass der ÜNB die Datei entweder nicht erhalten hat oder den Sender nicht ermitteln konnte. Der EIV stößt einen Klärungsprozess an.
- Existenz einer ACK Datei sagt nichts über die Verarbeitung beim Empfänger aus.
- Wesentliche Informationen befinden sich in der ACK Datei.
 - Der Sender ist in der Pflicht, auch den Inhalt des ACK auszuwerten

Empfangs- und Prüfbestätigung – Prozess 1/2



Empfangs- und Prüfbestätigung – Prozess 2/2

Ist die Datei grundsätzlich lesbar?

→ Ablehnung der Datei, da nicht verarbeitbar

Formale Prüfungen:

→ Ablehnung der Datei, da nicht verarbeitbar

- Korrekte ID Angaben: Länge, Duplizität
- Zeitangaben / Zeitraster
- Sender ID, Empfänger ID und Kraftwerks ID bekannt
- Anzahl der Werte

Plausibilitäts Checks

→ Datei wird verarbeitet; Hinweis auf Unstimmigkeiten

- Stornieren und Zurückziehen (bei Fehler) von NB mittels tag „DocStatus“
- Wenn „DocStatus“ verwendet wird, darf die Datei keine Zeitreihe enthalten
- Bei Änderungen am *docStatus* oder bei Werte-Änderungen an der Zeitreihe muss sich die *revisionNumber* erhöhen.
- Eine Zeitreihe pro Dokument

Empfangs- und Prüfbestätigung – Korrekturen

▪ Hinzugefügte Reason Codes:

- Für Rückmeldung auf Planungsdatendokument:
 - A65 - Reserve object; technical Limits exceeded
(Wert liegt außerhalb der zulässigen Netto-Nennleistung)
 - A68 - Reserve Object not qualified for reserve type
(Wert liegt außerhalb der präqualifizierten Leistung)
- Für Rückmeldung auf Nichtbeanspruchbarkeitendokument:
 - A59 - Kombinationen von businessType und ReasonCode zulässig?
(Unzulässig sind die Kombinationen A54 / B18 und A53 / B19)

▪ Entfallene Reason Codes:

- Folgender Reason Code auf Zeitreihenebene ist entfallen, da beide zu prüfende Formate (UMD und PRSD) keine versionierten Zeitreihen unterstützen:
 - A50 - Senders time series version conflict

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- **15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick**
- 16:00h – Ende des Workshops

Weiteres Vorgehen und Ausblick

Weiteres Vorgehen

- Vier-ÜNB-Projekt mit Veröffentlichung der Implementierungsvorschriften abgeschlossen
- Weitere Koordinierung zwischen den vier Häusern ad hoc
- An die Stelle der zentralen Kontaktadresse kontakt@gldpm.de treten die Kontaktpersonen / -adressen der einzelnen Häuser:

ÜNB	Kontaktperson / -adresse
50Hertz	kwep-info@50hertz.com
Amprion	errp@amprion.net
TenneT DE	GLDPM-Abwicklung@tennet.eu
TransnetBW	p.sittaro@transnetbw.de (Herr Philipp Sittaro) l.chuang@transnetbw.de (Frau Li Chuang)

Ausblick

- Aus den Network Codes und darauf basierenden Methodendokumenten etc ergeben sich zusätzliche Anforderungen an den Datenaustausch zwischen ÜNB und zwischen ÜNB und Dritten
- Von besonderer Bedeutung: Vorgaben der System Operation Guideline (Artikel 40 ff.)
- Veröffentlichung der SO GL im Official Journal wird täglich erwartet; Inkrafttreten zwanzig Tage nach Veröffentlichung

Agenda

- 10:30h – Begrüßung
- 10:35h – Rückblick auf das Verfahren
- 10:50h – Gesamtüberblick über GLDPM-Prozesse
- 11:00h – Netzdatenaustausch
- 12:30h – Mittagessen
- 13:15h – Stammdatenaustausch
- 13:45h – Planungsdaten
- 14:30h – Nichtbeanspruchbarkeiten
- 15:00h – Empfangs- und Prüfbestätigung
- 15:15h - Weiteres Vorgehen und Ausblick
- **16:00h – Ende des Workshops**

Vielen Dank für die Teilnahme und viel Erfolg bei der Umsetzung!