



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Auswirkung von Kurzschlüssen im Höchstspannungsnetz auf die Spannungseinsenkung im Versorgungsgebiet

Im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft

Abschlussbericht

Projekt: oe-FRT

08.01.2018

ESEA
Institute of Energy Systems
and Electrical Drives

TU Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gusshausstraße 25/E370-1
1040 Wien
Österreich

T: +43 1 58801 370 111

F: +43 1 58801 370 199

wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at

<http://www.ea.tuwien.ac.at>

Institutsvorstand:

O.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Manfred Schrödl

Projektleiter:

Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

Projektbearbeiter:

Projektass. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kaufmann

Projektass. Dipl.-Ing. Alexander Winter, BSc

Inhaltsverzeichnis

Projekthintergrund.....	4
Projektziel.....	4
Projektschritte.....	4
Methodische Vorgehensweise.....	5
Verwendete Daten.....	8
Ergebnisse.....	9
Teil 1.....	9
Teil 2.....	16
Vorschläge für FRT-Kurven.....	23
Abbildungsverzeichnis.....	28
Tabellenverzeichnis.....	29

Projekthintergrund

Im Zuge der Neufassung der TOR aufgrund des Inkrafttretens des europäischen Networkcodes Requirements for Generators (RfG) und den darin enthaltenen Grundvorgaben sollen die detaillierten nationalen Anforderungen bezüglich des Fault Ride Through (FRT) für Erzeugungsanlagen definiert werden. Dazu ist es erforderlich, die Ausbreitung von Spannungseinbrüchen in Folge von Fehlern im Übertragungsnetz für die österreichische Netztopologie wissenschaftlich zu untersuchen.

Ziel ist es, die FRT-Anforderungen bis in die Mittelspannung so zu gestalten, dass einerseits die ungewollte Trennung von Einspeisungen, die für die Netzstabilität maßgeblich sind, verhindert wird, und andererseits übertriebene Vorgaben vermieden werden und damit der Aufwand für Erzeugungseinheiten in Grenzen gehalten wird.

Projektziel

Ziel des Projektes ist es, den Verlauf der Netzspannung und insbesondere ihren transienten Minimalwert bei unterschiedlich verorteten Fehlern in der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) zu ermitteln und graphisch darzustellen („Spannungstrichter“). Dazu wurden auf Basis eines dynamikfähigen Netzmodells in einem ersten Schritt die Verläufe der Knotenspannungen auf der Netzebene 1 während und nach Kurzschlüssen bestimmt und hinsichtlich ihrer minimal auftretenden Werte ausgewertet (Teil 1 des Projektes).

In einem weiteren Schritt (Teil 2) wurden die Verläufe der Spannungen an den Netzknoten auf der Netzebene 1 dazu genutzt, um sinnvolle Anforderungen an die Fault-Ride-Through-Fähigkeit von Erzeugungsanlagen des Typs B, C und D nach dem Network Code RfG zu stellen, die an die Netzebenen 1-5 des österreichischen Verbundnetzes angebunden sind.

Projektschritte

Das Projekt wurde in den folgenden Schritten durchgeführt:

Teil 1: Dynamische Kurzschlussstromberechnung und Ermittlung der Spannungstrichter

1. **Datenanforderung und Modellierung:** Modellierung des österreichischen Verbundnetzes (Netzebene 1 und 2), der auf Netzebene 1, 2 und 3 einspeisenden Erzeugungsanlagen und der Verbindungen zu den Nachbarstaaten für transiente Simulationsrechnungen in einem Netzsimulationsprogramm, auf Basis von durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellten Daten. Die Bereitstellung der erforderlichen Daten wurden dabei seitens Auftragnehmer durch spezifische Datenanforderungen unterstützt.
2. **Fixierung Base Case:** Abstimmung und Fixierung des Netzmodells und des zu betrachtenden Betriebszustandes (Base Case) mit dem Auftraggeber.
3. **Simulation:** Transiente Simulation von dreipoligen Kurzschlüssen an allen Netzknoten der Netzebene 1 für den Base Case.
4. **Auswertung:** Auswertung der Spannungsverläufe zur Bestimmung des maximalen Spannungseinbruchs an allen Netzknoten der Netzebene 1 sowie tabellarische und graphische Darstellung der minimalen Knotenspannungen während der Kurzschlüsse zur Bestimmung des „Spannungstrichters“. Die Spannungsverläufe dienten auch als Ausgangspunkt für Teil 2

Teil 2: Ableitung von Anforderungen für Fault-Ride-Through-Kennlinien

5. **Bildung repräsentativer Ersatznetze/ Netzanbindungssituationen auf den Netzebenen >3:**
Zur Ableitung von Fault-Ride-Through-Kennlinien für an die Netzebenen 3-7 angeschlossenen Erzeugungsanlagen wurden repräsentative Ersatznetze gebildet, die typische und realistische Anschlusssituationen nachbilden. Dabei sollten folgende Konfigurationen betrachtet werden:
 - Anschluss mehrerer Windkraftanlagen an das Übertragungsnetz
 - Anschluss von Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich einiger MW an Ausläufer von Mittelspannungsnetzen im alpinen Raum
 - Anschluss von großen Photovoltaikanlagen im Leistungsbereich einiger MW an ländliche Mittelspannungsnetze
6. **Ermittlung der Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Spannungsverläufe auf Netzebenen >3:** In diesem Schritt wurde ermittelt, wie sich der aus dem Übertragungsnetz vorgegebene Spannungsverlauf durch den Kurzschlussstrombeitrag der dezentralen Erzeugungsanlagen verändert. Dabei wurde die Impedanz zwischen Anschlusspunkt und Übertragungsnetz und der Fehlerstrombeitrag der Anlage angesetzt, um den Verlauf der Spannung am Anschlusspunkt zu ermitteln. Dabei wurde angenommen, dass keine weiteren Kurzschlussstromquellen aktiv sind und die dezentralen Anlagen einen Kurzschlussstrom mindestens in Höhe des Nennstromes liefern.
7. **Vorschläge für FRT-Kurven:**
Auf Basis der Ergebnisse des vorherigen Schrittes wurden Vorschläge für den Verlauf der Fault-Ride-Through-Kurven erarbeitet, die dann gemeinsam mit dem Auftraggeber diskutiert wurden.
8. **Bericht:** Aufbereitung der Ergebnisse in einem Bericht und Präsentation des Berichtes und seiner Inhalte beim Auftraggeber.

Methodische Vorgehensweise

Die Modellierung des elektrischen österreichischen Übertragungsnetzes zur Betrachtung von dynamischen Vorgängen erfolgte auf Netzebene 1-3. Dazu wurde die Simulationssoftware PSS®SINCAL zur grafischen Darstellung des Netzmodells in Kombination mit PSS®NETOMAC zur dynamischen Netzanalyse verwendet. Grundsätzlich ist für die transienten Berechnungen ein lastfluss- als auch kurzschlussfähiges Modell sowie die Dynamikparameter der im Netz verwendeten Generatoren notwendig. Seitens des Auftraggebers wurden dazu ein kurzschlussfähiges Modell im Netzberechnungsprogramm INTEGRAL® als auch vorhandene Maschinenparameter zur Verfügung gestellt. Der Übertrag der Netzdaten aus INTEGRAL® zu PSS®SINCAL erfolgte dabei über den von der International Electrotechnical Commission (IEC) in der Norm IEC 61790 festgelegten Common Information Model (CIM). Dieser Standard ermöglicht einen Austausch von Netzdaten zwischen verschiedenen Netzberechnungstools. Die Aufbereitung der graphischen Darstellung der Daten in der Zielsoftware erfolgte dabei manuell. Die derzeit durch den CIM Ex- und Import nicht oder nur teilweise abgedeckten Netzdaten wurden über ein eigens in Python™ entworfenes Interface weitergegeben.

Zur Bestimmung der FRT-Anforderungen wurden ein Base Case sowie zwei weitere Szenarien betrachtet. Die Festlegung des Base-Case und der zwei weiteren Szenarien erfolgte dabei in Abstimmung mit dem Auftraggeber und definiert die zu betrachtenden Netzkonfigurationen, den

Netzausbauzustand, den Netzschaltzustand, die Einspeise- und Lastsituation der Randnetze als auch die Parameter der zu modellierenden Betriebsmittel.

Dabei wurde für den Base Case im Einzelnen folgendermaßen vorgegangen bzw. folgende Modellannahmen getroffen (Detaillierte Informationen zu den Annahmen befinden sich im Abschnitt „Verwendete Daten“):

- Die Modellierung des österreichischen Verbundnetzes erfolgte auf Basis des vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Kurzschlussdatensatzes sowie der vorhandenen Parameter der Generatoren.
- Die Randnetze der europäischen Nachbarländer sind als frequenzstarre Spannungsquellen mit beschränkter Kurzschlussleistung nachgebildet, angeordnet an den Gegenstationen der Kuppelleitungen nach Österreich. Die Kurzschlussleistungen stammen aus dem verwendeten Kurzschlussdatensatz.
- Der Netzausbauzustand berücksichtigt bereits geplante und in Realisierung befindliche Projekte in der Netzebene 1.
- Der Schaltzustand des Übertragungsnetzes ist so gewählt, dass tendenziell minimale Kurzschlussleistungen und damit die größeren Spannungstrichter auftreten (Worst Case). Dazu sind Angaben, an welchen Netzknoten der Netzebene 1 und 2 ein entkuppelter Betrieb der Sammelschienen herrscht, vorhanden.
- Die Einspeisesituation ist ebenfalls so gewählt, dass minimale Kurzschlussleistungen zu beobachten sind. Deswegen sind nur Wasserkraftanlagen (Laufwasserkraft und Speicherkraftwerke, aber keine Pumpspeicherkraftwerke) in Betrieb und andere Kraftwerke (z.B. kalorische) werden als abgeschaltet angenommen. Die Kurzschlussstrombeiträge dezentraler Erzeugungsanlagen (Netzebene 4 und darunter) werden ebenfalls nicht berücksichtigt.
- Da ein großer Teil der Wasserkraftanlagen auf die Netzebene 3 einspeist, werden zur Modellierung der Kurzschlussstrombeiträge dieser Anlagen neben der Anlage selber auch die in diesem Bereich vorhandenen Netzdaten für die Netzebene 3 modelliert. Die Berücksichtigung der restlichen Netzebene 3 und deren Vermaschung bzw. Ausprägung werden durch im Ausgangsdatensatz durchgeführte Netzreduktionen als Ersatzlängs- oder Ersatzquerzweige modelliert.
- Die im Netz vorhandenen, an die Netzebene 3 angeschlossenen Ersatzlasten werden als PQ-Knoten modelliert. Die Wirk- und Blindleistungen der Lasten sind auf den resultierenden Lastfluss abgestimmt. Dies gilt zusätzlich für allfällige Kompensationsdrosseln an den Hauptregelumspannern als auch für Querkondensatoren.
- Die Berechnung selbst erfolgt für dreipolige Kurzschlüsse an den Netzknoten der Netzebene 1, als auch zusätzlich an den Anschlussknoten (Netzebene 3) der in Betrieb befindlichen Kraftwerke. Als Fehlerdauer werden 150ms angenommen. Für die Bestimmung des Worst Case Spannungsverlaufes wird die Fehlerklärungszeit in Abhängigkeit der Stabilitätsgrenze der jeweiligen Generatoren bis maximal 250ms erhöht. Die Klärung des Fehlers erfolgt durch Beseitigung des Fehlers ohne Änderung der Netzkonfiguration, also vereinfacht betrachtet ohne Abschaltung von Betriebsmitteln.

- Erzeugungsanlagen sind für Anlagen ohne Zugang zu spezifischen Daten mit typischen Werten für das dynamische Modell integriert. Spannungs- und Turbinenregler werden über ein IEEE-Standardmodell (z.B. IEEE AC5A, HYG0V) berücksichtigt.
- Die für dynamische Simulationen notwendigen Anfangsbedingungen werden aus anfänglich durchgeführten Lastflussrechnungen ermittelt. Grundsätzlich erfolgt die Betrachtung eines Falles, in dem nur eine geringe Anzahl an Kraftwerken mit dem Netz verbunden sind. Die am Netz angeschlossenen Kraftwerke werden im Nennarbeitspunkt ($\cos\varphi = 1$) betrieben. Einige Kraftwerke im Datensatz befinden sich aus Gründen der Spannungshaltung in einem leicht induktiven oder kapazitiven Arbeitspunkt.
- Die als PQ-Knoten modellierten Ersatzspeisungen der Randnetze sind dabei über eine Anpassung deren Blindleistungshaushaltes auf das erlaubte Spannungsband eingestellt. Es wird dabei keine Wirkleistung an das Netz abgegeben oder aufgenommen.

Zusätzlich zum Base Case wurden zur Bestimmung von Worst Case Spannungsverläufen in Abstimmung mit dem Auftraggeber zwei weitere Szenarien bestimmt.

- Betrachtung einer im Vergleich mit dem Base Case zusätzlich aktiven großen Erzeugungsanlage (z.B. Redispatch). Es werden zu einem die Anlagen in der Malta Hauptstufe als aktiv betrachtet und im anderen Fall das kalorische Kraftwerk in Wien-Simmering. Dadurch ist das Verhältnis der Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt zur Nennscheinleistung der Anlage sehr klein, wodurch bei Fehlern an diesen Knoten weitere Worst Case Betrachtungen der Spannungsverläufe beobachtet werden können.

Zur erfolgreichen Bearbeitung der Aufgabenstellung war eine Vielzahl von Simulationen, bestimmt durch die Anzahl der Netzknoten im Übertragungsnetz, notwendig. Die Berechnungen erfolgten wie weiter oben erwähnt in der Netzberechnungssoftware PSS®SINCAL. Eine manuelle Einstellung der Parameter für jede Berechnungsvariante als auch für die Auswertungen der Simulationen würde einen erheblichen zeitlichen Aufwand benötigen. Aufgrund dessen wurde eine eigens entwickelte Software zur Automatisierung der Vorgänge verwendet. In PSS®SINCAL stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung, um die Berechnungsvorgänge zu automatisieren. Einerseits ist dies der Zugriff über eine COM-Schnittstelle auf die Berechnungsfunktion und andererseits bietet sich durch eine Schnittstelle (ODBC) auf die dem Programm hinterlegten Datenbankstruktur die Option die Netzdaten und Ergebnisse der Berechnungen zu ändern bzw. auszulesen. Abbildung 1 zeigt den grundsätzlichen Aufbau der Automatisierung.

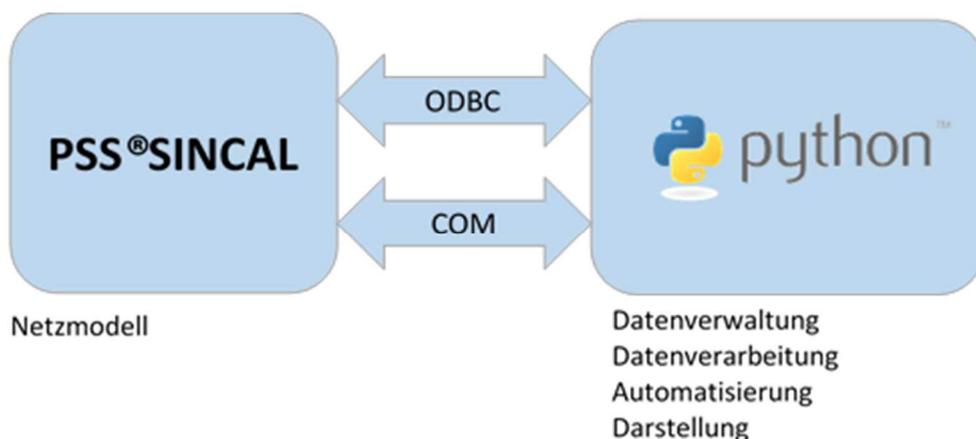


Abbildung 1: Automatisierungsinterface zwischen PSS®SINCAL und Python™

Die Verwendung dieser Schnittstelle ermöglicht eine performante Einstellung der Berechnungsparameter in Abhängigkeit der gewünschten Berechnungsmethodik (Lastfluss, Kurzschluss, Stabilität, etc.) sowie eine automatisierte Auswertung der Berechnungsergebnisse. Die Grundlagen der verwendeten Daten sowie die im Rahmen des Projektes durchgeführten Berechnungen mit deren Ergebnissen werden in den nächsten Unterpunkten behandelt.

Verwendete Daten

Grundsätzlich beziehen sich der Aufbau und die Eigenschaften der im Projekt verwendeten Daten auf den seitens des Auftraggebers zur Verfügung gestellten Kurzschlussdatensatz „Schwachlast 2025“. Dieser bildet einen Fall mit geringer Einspeisung und Last innerhalb Österreichs sowie umgesetzte derzeit in Planung befindliche Leitungsprojekte der Austrian Power Grid AG (APG) ab. Der Datensatz wurde im Netzberechnungsprogramm INTEGRAL® zur Verfügung gestellt und enthält dabei folgende Netzdaten zur Betrachtung von Teil 1 der Projektschritte:

- Auf Netzebene 1-3 und in Betrieb befindliche Kraftwerke:
Für die Generatoren: Nennscheinleistung S , falls vorhanden: subtransiente Reaktanz x_d'' , weitere transiente und subtransiente Reaktanzen und Zeitkonstanten
Für die Blocktransformatoren: Nennscheinleistung S , bezogene Kurzschlussspannung u_k
- Netzdaten auf Netzebene 1 und 2:
Für Netzknoten: Schaltzustand der Sammelschienen
Für Leitungen: Leitungslänge, längenbezogene Werte R' , L' , C'
Für Kompensationselemente: Scheinleistung S , Schaltzustand, Verluste
Für Umspanner: Scheinleistung S , bezogene Kurzschlussspannung u_k , Stufen und bezogene Zusatzspannung des Stufenstellers
Für Phasenschieber: Scheinleistung S , Winkel und Höhe der Zusatzspannung, u_k des Phasenschiebers
- Anschlussort der Ersatzlasten auf 110kV-Ebene

Die darin nicht enthaltenen, aber für das dynamische Modell notwendigen Netzdaten wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber wie folgt definiert.

Dynamikdaten der Generatoren:

- $Tq' = Td'$ (Priorität, wenn vorhanden), sonst 0,6s
- $Tq'' = Td''$ (Priorität, wenn vorhanden), sonst 0,1s
- $Td' = 0,6s$
- $Td'' = 0,1s$
- $xq = \frac{1}{2} * x_d$ (Priorität, wenn vorhanden), sonst 0,5 p.u.
- $xq' = xq$ (Priorität, wenn vorhanden), sonst 0,5 p.u.
- $xq'' = x_d''$ (Priorität, wenn vorhanden), sonst 0,24 p.u.
- $x_d'' = x_d''_{sat} * 1,2$ (Priorität, wenn vorhanden), sonst 0,24p.u.
- $x_d''_{sat} = 0,2$ p.u. (=20%)
- $x_d' = 0,3$ p.u.
- $x_d = 1,0$ p.u.
- $x_{as} = \frac{2}{3} * x_d''$
- Spannungsregler ExcDC1A sowie ExcST1A
- Turbinenregler IEEEG2

Eine exakte Auflistung der im Modell verwendeten Dynamikdaten findet sich im beigelegtem PDF Dokument „Datenblätter Generatoren.pdf“.

Die Einstellung der Lastflusssituation erfolgte aufbauend auf diesen Vorgaben bzw. Annahmen:

- Einhaltung eines Spannungsbandes zwischen 105-110% auf Netzebene 1 sowie, falls möglich, 90-100% auf Netzebene 3.
- Randeinspeisungen als PQ-Knoten mit P und $Q = 0$ ausgeführt (ggf. $P, Q \neq 0$ zur Abfuhr erzeugter Wirkleistung bzw. zur Änderung der lokalen Spannungssituation).
- Bilanzknoten für den Lastfluss in Malta Hauptstufe (Kraftwerk ist im Base Case nicht am Netz, deshalb Wirk- und Blindleistungsbilanz auf 0 getrimmt) für den „Base Case“ und das Szenario „Base Case + Simmering“
- Für „Base Case + Malta ist der Bilanzknoten im Kraftwerk Dürnrohr platziert
- Großteil der Generatoren als PQ-Knoten $P = P_{\text{nenn}}$ und $Q = 0$ ausgeführt
- Aus Gründen der Konvergenz ist der Rest der Generatoren als PV-Knoten mit $P = P_{\text{nenn}}$ und $\cos\varphi$ zwischen 1 und Bemessungsleistungsfaktor
- Drosseln und Kondensatoren nach lokaler Spannungssituation ein bzw. aus.

Zur Betrachtung der Auswirkungen der Spannungsverläufe an Netzebenen >3 im Projektschritt Teil 2 wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein repräsentatives Mittelspannungsnetz definiert:

- Nennspannung 26kV
- Maximale Abgangslänge 21km
- Minimale KS Leistung im Netzabgang 50MVA
- Nennscheinleistung Trafo 30MVA mit $u_k = 11,6\%$
- Verkabelungsgrad 20%
- Kleinwasserkraftwerk mit $S = 2,5\text{MVA}$

Ergebnisse

Als Simulationstool diente die Netzberechnungssoftware PSS®SINCAL. Dazu wurden in einem ersten Schritt die Netzdaten aus INTEGRAL® importiert. Zur Ermittlung der Ergebnisse in Bezug auf die Projektschritte wurden danach unter Verwendung der in der Methodik vorgestellten Automatisierung folgende Simulationen durchgeführt:

- Teil 1: Stationäre und dynamische Kurzschlussstromberechnungen
- Teil 2: Dynamische Vorgabe von Netzspannungen auf Netzebene 3 für unterlagerte Netze ermittelt aus den Ergebnissen von Teil 1

Teil 1

Zur Bearbeitung von Teil 1 erfolgten stationäre Kurzschlussberechnungen sowie Simulationen des transienten Verhaltens während und nach Kurzschlüssen. Die im Folgenden analysierten Simulationen beziehen sich, falls nicht ausdrücklich darauf hingewiesen, auf den Base Case. Der aus INTEGRAL® importierte und in PSS®SINCAL aufbereitete Datensatz ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt. Dabei enthalten sind die Netzebenen 1-3. Die 110kV Ebene ist zu einem großen Teil in reduzierter Form als Kombination von Ersatzquer- bzw. Ersatzlängszweigen im Datensatz inkludiert.

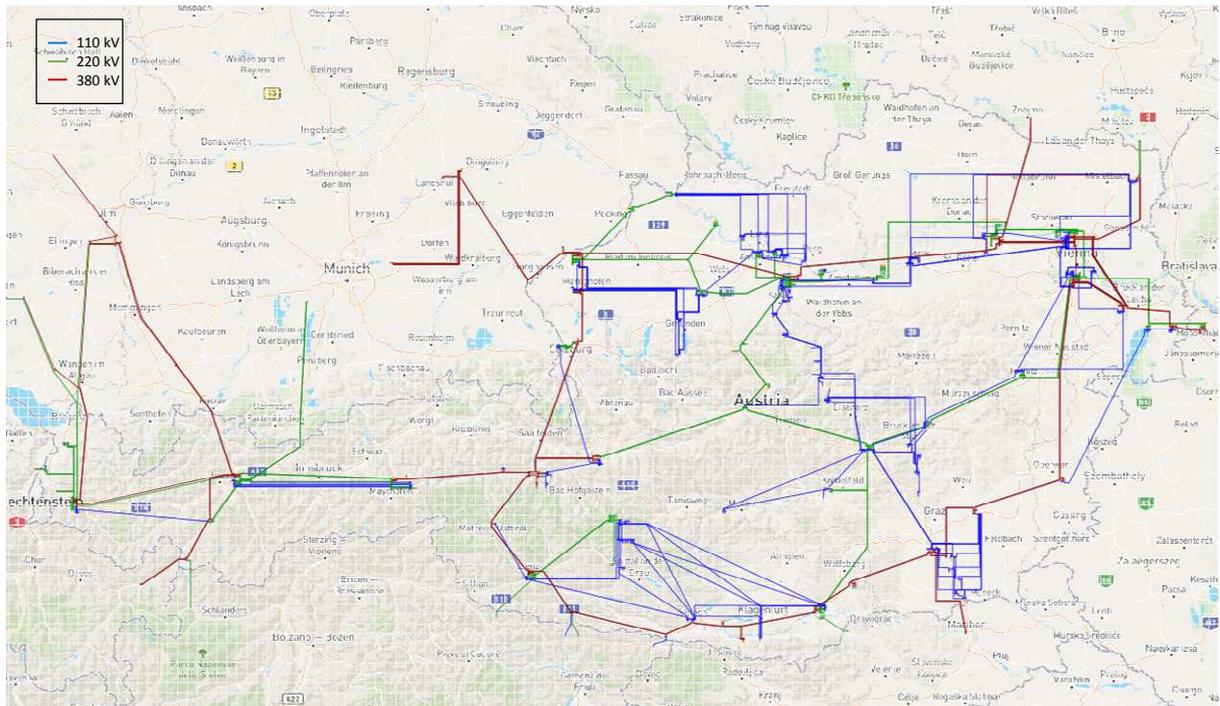


Abbildung 2: Schematische Darstellung des verwendeten Netzmodells in PSS®SINCAL

Zur Verifizierung eines erfolgreichen Imports des Datensatzes in PSS®SINCAL wurden zuerst in beiden Netzberechnungsprogrammen 3-polige Kurzschlüsse (Einstellungen der Kurzschlussstromberechnungen in beiden Tools ident) an 380kV Knoten durchgeführt und die Ergebnisse verglichen. Der Vergleich zeigte keine Abweichungen der Ergebnisse und somit wurde die weitere Durchführung der Simulationen in PSS®SINCAL gestartet.

In einem nächsten Schritt wurden die Ergebnisse der stationären mit der dynamischen Kurzschlussstromberechnung verglichen. Es erfolgte eine Auswertung anhand der Bestimmung von Spannungstrichtern. Die aus der stationären und dynamischen Berechnung ermittelten minimalen Spannungen an den Knoten wurden geographisch verortet für jede Sammelschiene der Netzebene 1 als Spannungstrichter abgebildet. In Abbildung 3 ist als Beispiel ein Vergleich der stationären und dynamischen Berechnungsergebnisse anhand eines 3-poligen Kurzschlusses an der 380kV Sammelschiene in der Station Bisamberg dargestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind nahezu ident. Es ist jedoch zu erkennen, dass bei den Ergebnissen der stationären Berechnungen ein minimal kleinerer Spannungstrichter als bei der dynamischen Berechnung entsteht. Dies liegt an der jeweiligen Auswertung der Ergebnisse. Das Kurzschlussverfahren liefert in den Ergebnissen nur einen einzigen Spannungswert für jeden Knoten zum Zeitpunkt des Fehlereintritts (stationär). Während bei der stationären Analyse die Spannungswerte aus den Ergebnissen des Berechnungsverfahrens direkt nach Eintritt des Fehlers ausgewertet werden, sind bei den dynamischen Betrachtungen die minimalen Spannungswerte (kurz vor Ende der Fehlerdauer) dargestellt. In Abbildung 4 ist der Unterschied in den Auswertungen anhand eines repräsentativen Spannungsverlaufes an einem Knoten dargestellt.

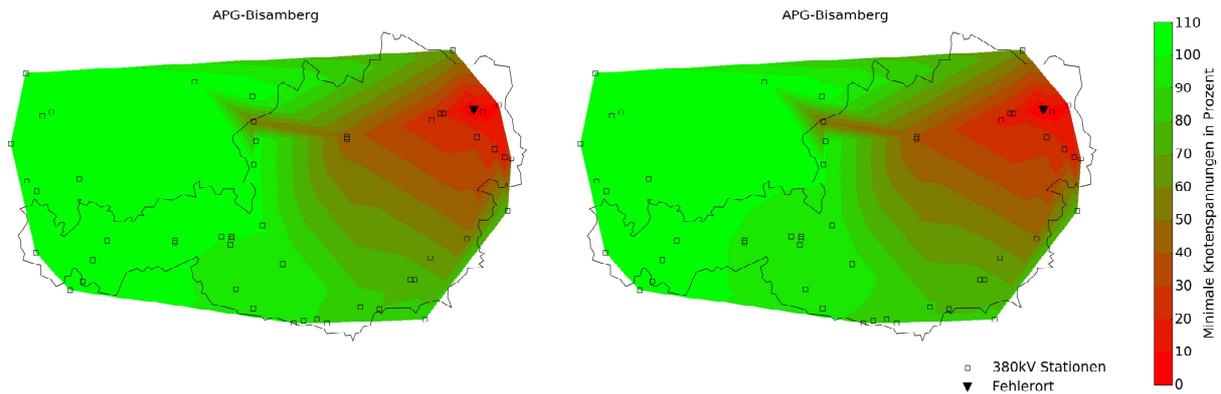


Abbildung 3: Links: Spannungstrichter ermittelt aus der stationären Berechnung; Rechts: Spannungstrichter ermittelt aus der dynamischen Berechnung

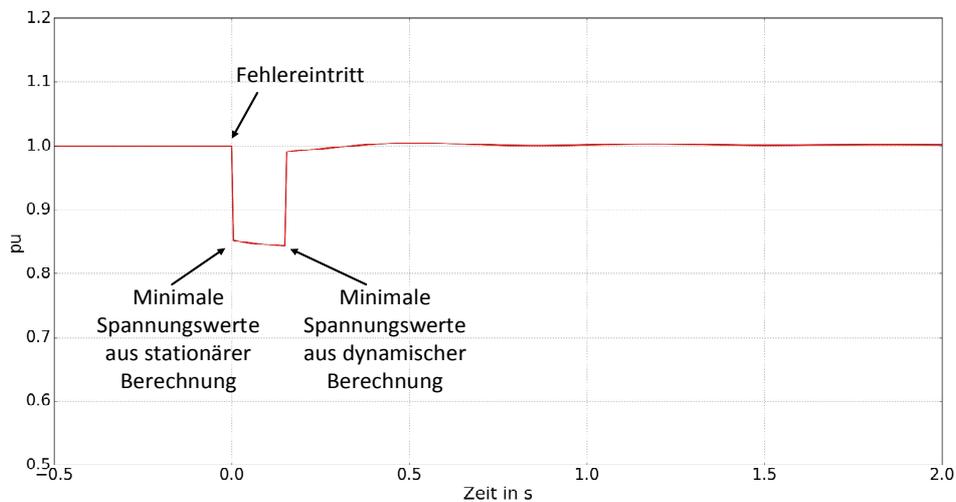


Abbildung 4: Repräsentativer Spannungsverlauf zur Darstellung der Auswertungsunterschiede in den Berechnungen

Als nächstes wurden bei der gleichen Berechnungsmethode anstatt der Spannungstrichter die Verläufe der Knotenspannungen betrachtet. Im Unterschied zu den Spannungstrichtern ist eine Verlaufsdarstellung nur bei transienten Betrachtungen möglich. Somit wurden für die Ermittlung der Spannungsverläufe ausschließlich dynamische Simulationen durchgeführt. Die Simulationsdauer für diese Betrachtungen beträgt 2,5 Sekunden. Der Fehlereintritt erfolgt nach 0,5 Sekunden und der Fehler wird nach einer Fehlerdauer von 150ms und ohne Änderung der Netzkonfiguration wieder beseitigt. Der in Abbildung 5 dargestellte Fehler ist ein 3-poliger Kurzschluss an der 380kV Sammelschiene in der Station Bisamberg. Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Spannungen an allen 380kV Knoten bzw. Sammelschienen im Übertragungsnetz. Zum Startzeitpunkt der Simulation sind die Spannungen der Knoten auf den aus der festgelegten Lastflusssituation errechneten Ausgangswert. Zur besseren Darstellung der Ergebnisse sind diese auf der vertikalen Achse bezogen auf deren jeweiligen Ausgangswert aufgetragen. Nach Eintritt des Fehlers stellen sich aufgrund der Kurzschlussstrombeiträge im Netz die Restspannungen an den jeweiligen Knoten ein. Nach der Fehlerklärung erreichen die Knotenspannungen ohne große Oszillationen und nahezu gleich großer wiederkehrender Spannung wie die Ausgangsspannung ihren Anfangswert. Die minimale erreichte wiederkehrende Spannung beträgt 95% ihres Ausgangswertes. Grundsätzlich ist bei den Simulationen an den Knoten in Netzebene 1 (ausgenommen Knoten, an denen ein Kraftwerk angeschlossen ist) zu

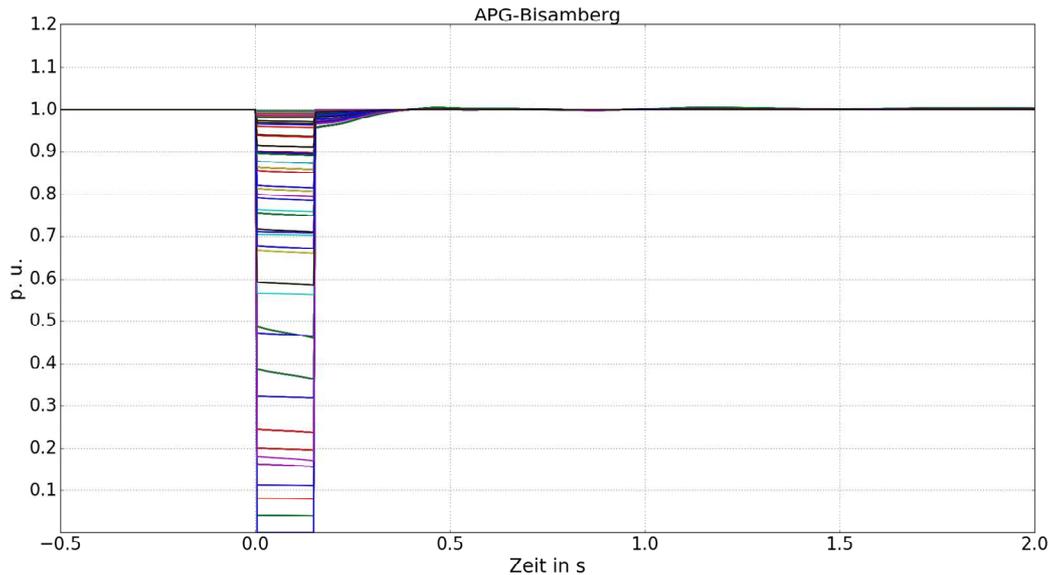


Abbildung 5: Spannungsverlauf an den 380kV Knoten im Übertragungsnetz bei einem 3-poligen Kurzschluss an der 380kV Sammelschiene in der Station Bisamberg

erkennen, dass die Restspannungen in Summe relativ hoch, d.h. der Spannungstrichter sich wenig ausbreitet, als auch die kleinste wiederkehrende Spannung im Bereich von 95% liegt. Des Weiteren sind keine größeren dynamischen Einbauchungen der Spannung nach Klärung des Fehlers zu erkennen. Die Spannungstrichter als auch eine Tabelle mit den Spannungswerten an den Stationen in Abhängigkeit vom Kurzschlussort der gesamten Knoten der Netzebene 1 sind im Anhang dargestellt.

In Folge der vergleichsweise geringen Auswirkungen wurden anschließend eine Simulation von Fehlern an allen sich in Betrieb befindlichen Kraftwerksanschlussknoten in Netzebene 1 und 3 durchgeführt. Eine Darstellung der Spannungsverläufe an den Kraftwerksanschlussknoten als gleichzeitigen Fehlerort (Worst Case Spannungsverlauf) zeigt Abbildung 6. Die Restspannung ist aufgrund der Auswertungen am Fehlerort stets null. Die minimale wiederkehrende Spannung beträgt knapp unter 90%. Durch die Nähe der Fehler zu den Kraftwerken zeigen sich nach Klärung des Fehlers leichte Einbauchungen im Spannungsverlauf, die durch die individuelle Generatordynamik entstehen.

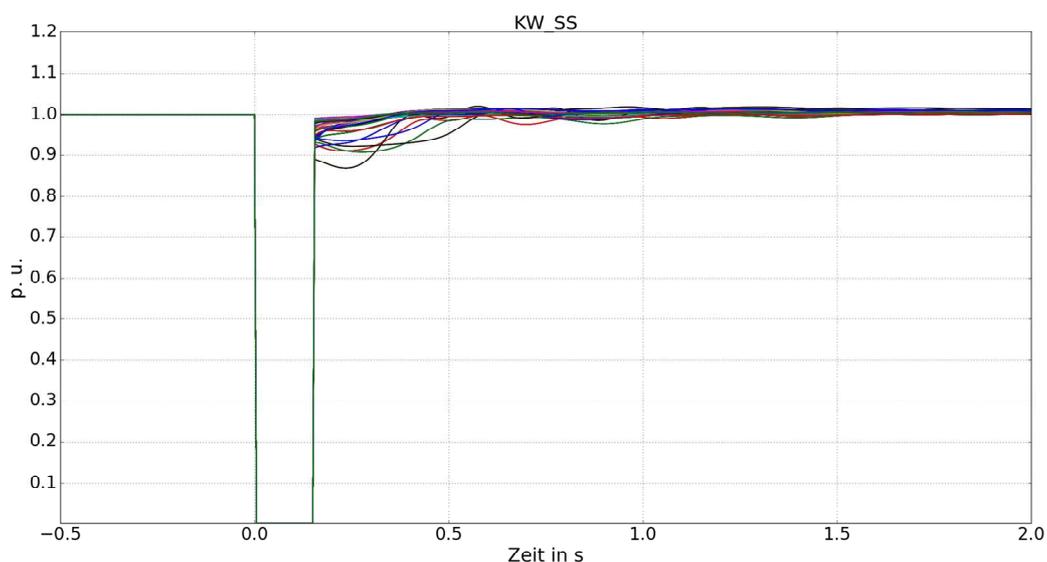


Abbildung 6: Darstellung der Worst Case Verläufe der Spannungen an den Kraftwerksknoten wo der Fehler aufgetreten ist bei einer Fehlerklärungszeit von 150ms

Eine weitere Verschlechterung des Spannungsverlaufes wird durch eine schrittweise Erhöhung der Fehlerklärungszeit bis zur Stabilitätsgrenze eines Generators (oder maximal 250ms), erreicht. Also wurde an allen Kraftwerksknoten die Fehlerklärungszeit iterativ erhöht bis entweder die Stabilitätsgrenze eines Generators oder 250ms erreicht werden. Die Auswertungen dieser schrittweisen Erhöhungen sind in Abbildung 7 dargestellt.

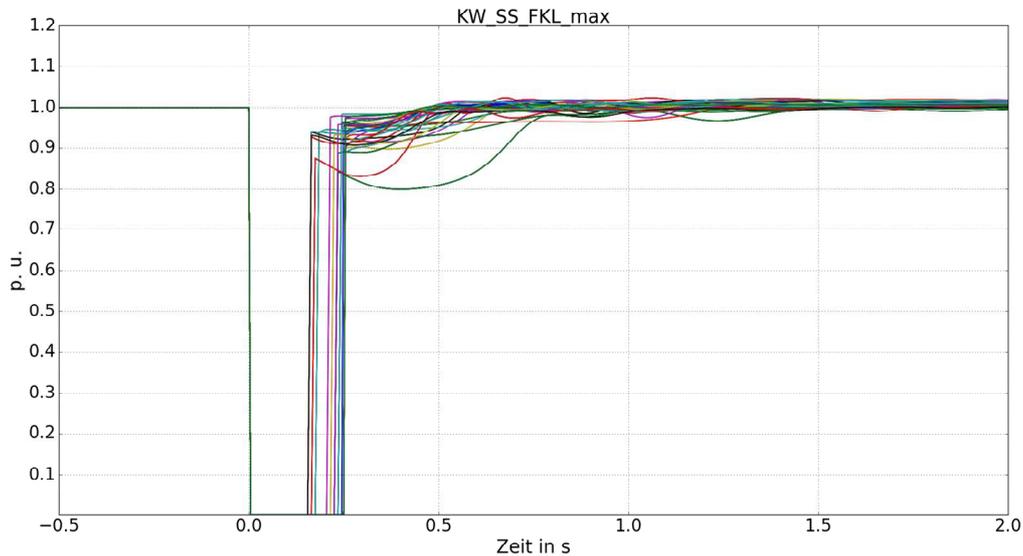


Abbildung 7: Darstellung der Worst Case Verläufe der Spannungen an den Kraftwerksknoten an denen der Fehler aufgetreten ist bei maximaler Fehlerklärungszeit

Durch die gestiegene Klärungszeit des Fehlers sinkt die minimale wiederkehrende Spannung auf ca. 83% und die Einbauchungen der Verläufe werden deutlicher. Ein direkter Vergleich der Auswirkungen der Fehlerklärungszeiten auf den minimalen überlagerten Verlauf der Knotenspannungen ist in Abbildung 8 dargestellt.

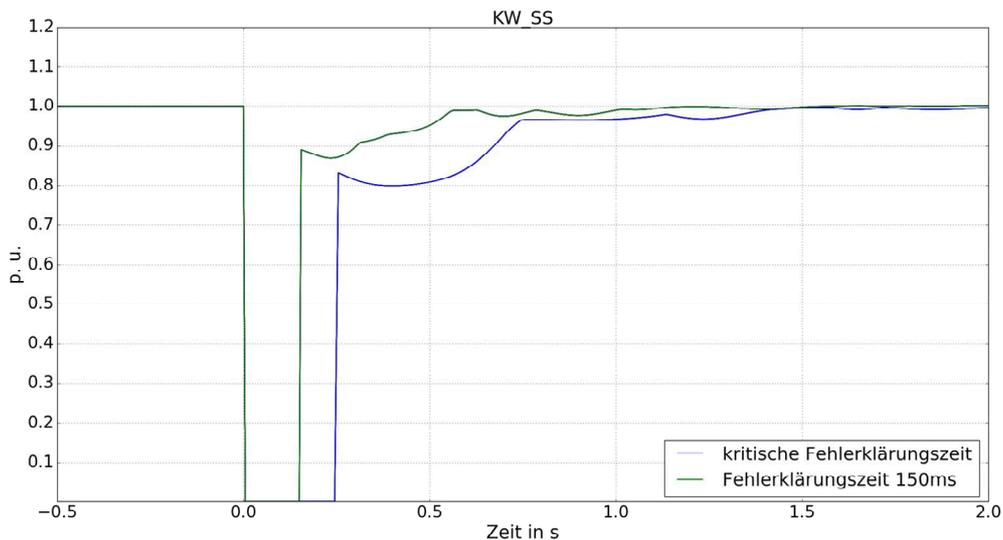


Abbildung 8: Minimaler Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Fehlerklärungszeiten für den Base Case

Die somit in den Simulationen im Base Case erreichten minimalen Spannungsverläufe weisen zusammengefasst hohe wiederkehrende Spannungen sowie geringe Einbauchungen der Verläufe nach Klärung des Fehlers auf. Aufgrund dieser Ergebnisse wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber zwei weitere Szenarien definiert. Diese beiden Szenarien bilden einerseits den Betrieb des Kraftwerkes Malta Hauptstufe und andererseits den Betrieb des Kraftwerkes Simmering, zusätzlich zu den in Betrieb befindlichen Kraftwerken im Base Case, ab. Dadurch verringert sich das

Verhältnis von Kurzschlussleistung am jeweiligen Anschlussknoten zur Nennscheinleistung der Maschine $\frac{S_k''}{S_n}$, wodurch die Auswirkungen der 3-poligen Kurzschlüsse auf den Spannungsverlauf am Knoten und insbesondere die wiederkehrende Spannung und die Einbauchung zunehmen. In Tabelle 1 sind diese Verhältnisse für alle am Netz befindlichen Generatoren aufgelistet. Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass das Verhältnis für die Generatoren Malta Hauptstufe und Simmering am kleinsten ist.

Tabelle 1: Verhältnis der Kurzschlussleistung zur Scheinleistung des Kraftwerks am Anschlussknoten

Generator	Sk''/Sn	Generator	Sk''/Sn
Malta Hauptstufe	7	Fisching G	79
Simmering	20	Jochenstein B1	101
Melk BA	22	Jochenstein B2	101
Freudenau BA	34	Ybbs-Persenbeug BC5	104
Aschach B1	40	Ybbs-Persenbeug BB4	104
Aschach B4	40	Edling B1	132
Ferlach DK G1	41	Friesach KW DFK2	136
Altenmarkt G	44	Spielfeld SPF1	145
Landl G	45	Laufnitzdorf G1	148
Altenwörth BA	50	Staning G1	156
Weyer G	50	Obervorgau OVG1	177
Ybbs-Persenbeug BA17	52	Rosegg KW B1	200
Greifenstein BA	52	Feistritz B1	201
Ottensheim-Wilhering B1	56	Gabersdorf GAB1	212
Wallsee BA	58	Gralla GRA1	234
Schärding BB	59	Pernegg G1	289
Schönau G2	70	Mellach MEL1	296
Abwinden-Asten B1	72	Dionysen G1	333
Malta Unterstufe G1	79		

Base Case + Simmering:

Bei diesem Szenario wurde der zusätzliche Betrieb des Kraftwerkes Simmering simuliert. Der dabei definierte Betriebspunkt der Anlage lautet:

$$P = 750\text{MW und } Q = 50\text{MVar, } \frac{S_k''}{S_n} = 20$$

Anhand der vorgegeben Wirkleistungseinspeisung im Nennpunkt wurde der Blindleistungshaushalt zum Erreichen einer den Vorgaben entsprechenden Lastflusssituation angepasst. Es wurden wieder Simulationen von 3-phasigen Kurzschlüssen über eine Fehlerklärungszeit von 150ms und an der Stabilitätsgrenze durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 dargestellt. Aus den Darstellungen ist zu erkennen, dass durch dieses Szenario keine wesentliche Verschlechterung der Spannungssituation erreicht wird. Dies liegt an dem im Vergleich zu den anderen Kraftwerken im Base Case in etwa gleich hohen Verhältnis $\frac{S_k''}{S_n}$.

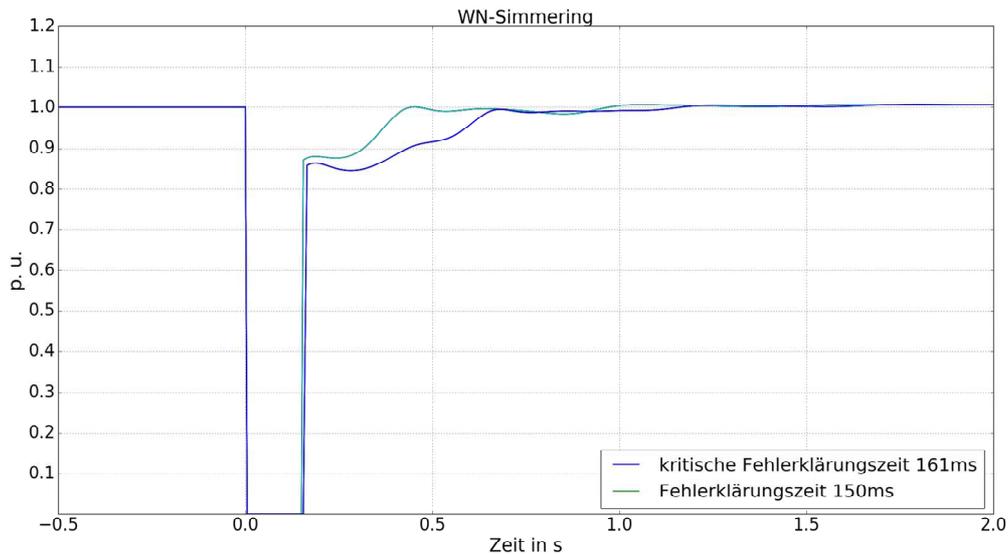


Abbildung 9: Minimaler Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Fehlerklärungszeiten für den Base Case + Simmering

Base Case + Malta Hauptstufe:

In diesem Fall wurde der zusätzliche Betrieb des Kraftwerkes Malta Hauptstufe simuliert. Der Betriebspunkt der Anlage ist definiert mit:

$$P = 800\text{MW und } Q = 0\text{MVar, } \frac{S_k}{S_n} = 7$$

Die Ergebnisse der dynamischen Simulationen für diesen Fall sind in Abbildung 10 dargestellt. Das Verhältnis der Kurzschlussleistung zur Nennscheinleistung ist in diesem Fall in etwa den Faktor 3 geringer als bei den vorhergehenden Betrachtungen. Dadurch ist bei dieser Variante deutlich eine geringere Fehlerklärungsspannung (ca. 73%) als auch eine wesentlich größere Einbauchung des Verlaufes auf ca. 55% bei Annäherung der Fehlerdauer an die kritische Fehlerklärungszeit zu erkennen.

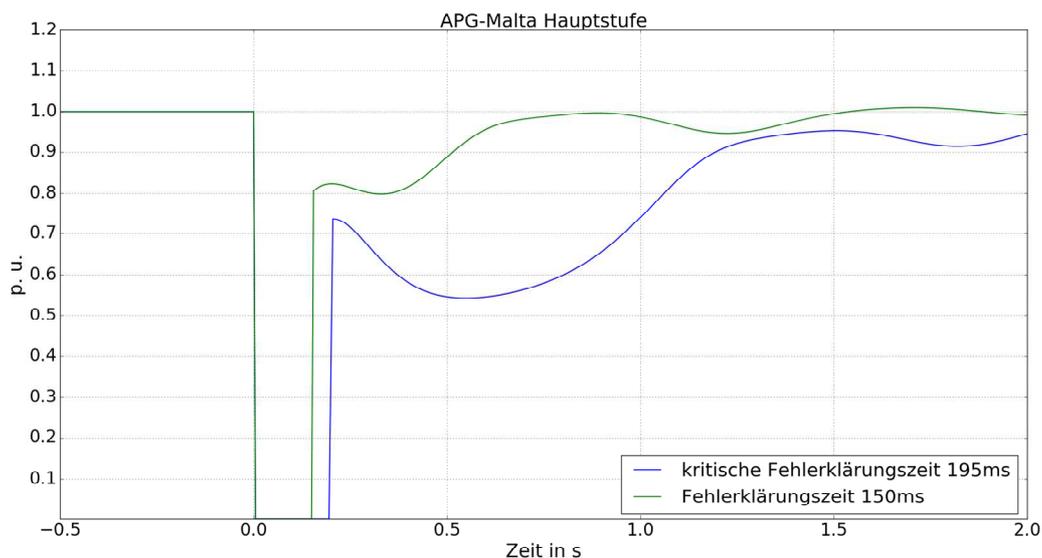


Abbildung 10: Minimaler Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Fehlerklärungszeiten für den Base Case + Malta

Mit diesen Simulationen ist Teil 1 der beiden Projektschritte abgeschlossen und die ermittelten Spannungsverläufe dienen als Ausgangspunkt für die Betrachtungen in Teil 2. Tabelle 2 bis Tabelle 5 zeigen einen Überblick der Stationen, welche bei einem Kurzschluss in einer anderen Station

Spannungen unter 5%, 10%, 20% und 30% aufweisen. Eine vollständige tabellarische Auflistung der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall findet sich im Anhang.

Tabelle 2: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 5%

Kurzschlussort	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]
Bisamberg 220	Greifenstein 220	1.6						
Bisamberg 380	Seyring 380	4.4						
Bürs 380	Bürs 220	0.0						
Dürnröhr 220	Altenwörth 220	0.0						
Dürnröhr 380	Etzersdorf 380	3.5						
Ernsthofen 220	Pichling 220	2.4	Wegscheid 220	2.7				
Ernsthofen 380	Kronstorf 380	0.1						
Gerlos 2 380	Zell-Ziller 380	0.1						
Kainachtal 380	Mellach 380	2.0						
Kaprun Hauptstufe 380	Limberg II 380	0.0						
Kronstorf 380	Ernsthofen 380	0.0						
Malta Hauptstufe 220	Reißeck II 220	0.0						
Molln 220	Ernsthofen 220	0.0						
Obersielach 220	Edling 220	0.5						
Salzburg 220	Salzach 220	0.7						
Tauern 380	Schwarzenbach 380	3.5						
Weißbach 220	Ernsthofen 220	1.4	Klaus 220	1.7	Molln 220	1.4	Pyhrn 220	1.0
Westtirol 220	Silz 220	4.0						
Wien Südost 220	Kledering 220	1.8						
Ybbsfeld 220	Ybbs-Persenbeug 220	0.5						
Zell-Ziller 380	Gerlos II 380	0.0						

Tabelle 3: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 10%

Kurzschlussort	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]
Bisamberg 220	Greifenstein 220	1.6						
Bisamberg 380	Prottes 380	8.7	Seyring 380	4.4				
Bürs 380	Bürs 220	0.0						
Dürnröhr 220	Altenwörth 220	0.0						
Dürnröhr 380	Dürnröhr KW 380	0.0	Etzersdorf 380	3.5				
Ernsthofen 220	Pichling 220	2.4	Wegscheid 220	2.7				
Ernsthofen 380	Kronstorf 380	0.1						
Gerlos 2 380	Zell-Ziller 380	0.1						
Grieskirchen 220	Aschach 220	6.6						
Hausruck 220	Sattledt 220	9.6						
Kainachtal 380	Mellach 380	2.0						
Kaprun Hauptstufe 380	Limberg II 380	0.0	Schwarzenbach 380	9.6	Tauern 380	6.2		
Klaus 220	Ernsthofen 220	9.0	Molln 220	9.0				
Kledering 220	Wien Südost 220	9.8						
Kronstorf 380	Ernsthofen 380	0.0						
Lienz 220	Malta Hauptstufe 220	8.3	Reißeck II 220	8.3				
Lienz 380	Weidenburg 380	7.8						
Malta Hauptstufe 220	Reißeck II 220	0.0						
Molln 220	Ernsthofen 220	0.0						
Obersielach 220	Edling 220	0.5						
Pyhrn 220	Klaus 220	9.2						
Reißeck II 220	Malta Hauptstufe 220	5.4						
Salzach 220	Salzburg 220	6.8						
Salzburg 220	Salzach 220	0.7						
Salzburg 380	Salzach 220	5.9	Salzburg 220	5.4				
Sarasdorf 380	Wien Südost 380	7.3						
St. Peter 220	Schärding 220	9.0						
Tauern 380	Kaprun Hauptstufe 380	0.0	Limberg II 380	0.0	Schwarzenbach 380	3.5		
Villach Süd 380	Greuth 380	5.3	Rosegg KW 380	8.7				
Weidenburg 380	Lienz 380	8.5						
Weißbach 220	Ernsthofen 220	1.4	Klaus 220	1.7	Molln 220	1.4	Pyhrn 220	1.0
Westtirol 220	Silz 220	4.0						
Wien Südost 220	Kledering 220	1.8						
Ybbsfeld 220	Ybbs-Persenbeug 220	0.5						
Zell-Ziller 380	Gerlos 2 380	0.0						

Tabelle 4: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 20%

Kurzschlussort	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]
Bisamberg 220	Greifenstein 220	1.6										
Bisamberg 380	Dürnrohr 380	16.9	Dürnrohr KW 380	16.9	Etzersdorf 380	18.0	Prottes 380	8.7	Seyring 380	4.4	Zaya 380	12.3
Bürs 380	Bürs 220	0.0										
Dürnrohr 220	Altenwörth 220	0.0										
Dürnrohr 380	Altenwörth 220	17.0	Bisamberg 380	18.7	Dürnrohr 220	17.0	Dürnrohr KW 380	0.0	Etzersdorf 380	3.5		
Dürnrohr KW 380	Dürnrohr 380	10.6	Etzersdorf 380	13.8								
Ernsthofen 220	Pichling 220	2.4	Sattledt 220	17.6	Wallsee 220	13.6	Wegscheid 220	2.7				
Ernsthofen 380	Kronstorf 380	0.1	St. Peter 380	18.1								
Gerlos 2 380	Zell-Ziller 380	0.1										
Greuth 380	Villach Süd 380	15.1										
Grieskirchen 220	Aschach 220	6.6	Hausruck 220	15.8								
Hausruck 220	Aschach 220	16.2	Grieskirchen 220	11.0	Sattledt 220	9.6						
Kainachtal 380	Koralpe 380	15.8	Mellach 380	2.0	Oststeiermark 380	14.0						
Kaprun Hauptstufe 380	Limberg II 380	0.0	Schwarzenbach 380	9.6	Tauern 380	6.2						
Kaunertal (Prutz) 380	Nauders 380	16.3										
Klaus 220	Ernsthofen 220	9.0	Molln 220	9.0								
Kledering 220	Wien Südost 220	9.8										
Koralpe 380	Obersielach 380	19.0										
Kronstorf 380	Ernsthofen 380	0.0	St. Peter 380	18.0								
Lienz 220	Malta Hauptstufe 220	8.3	Reißeck II 220	8.3								
Lienz 380	Landschütz 380	17.1	Lienz 220	14.7	Malta Hauptstufe 220	19.7	Reißeck II 220	19.7	Weidenburg 380	7.8		
Limberg II 380	Kaprun Hauptstufe 380	12.8	Tauern 380	18.3								
Malta Hauptstufe 220	Reißeck II 220	0.0										
Mellach 380	Kainachtal 380	10.9	Oststeiermark 380	14.5								
Molln 220	Ernsthofen 220	0.0	Klaus 220	12.0								
Obersielach 220	Edling 220	0.5										
Obersielach 380	Feistritz 380	17.7										
Pongau 380	Pongau 220	14.5										
Prottes 380	Zaya 380	17.6										
Pyhrn 220	Ernsthofen 220	13.6	Klaus 220	9.2	Molln 220	13.6						
Reißeck II 220	Malta Hauptstufe 220	5.4										
Rosegg KW 380	Villach Süd 380	19.8										
Salzach 220	Salzburg 220	6.8										
Salzburg 220	Salzach 220	0.7										
Salzburg 380	Salzach 220	5.9	Salzburg 220	5.4								
Sarasdorf 380	Bisamberg 380	16.5	Prottes 380	17.4	Seyring 380	13.1	Wien Südost 380	7.3	Zurndorf 380	16.8		
Schwarzenbach 380	Kaprun Hauptstufe 380	18.5	Limberg II 380	18.5	Tauern 380	18.5						
Silz 220	Westtirol 220	15.2										
St. Peter 220	Jochenstein 220	15.0	Schärding 220	9.0								
Tauern 380	Gerlos 2 380	19.5	Kaprun Hauptstufe 380	0.0	Limberg II 380	0.0	Schwarzenbach 380	3.5	Zell-Ziller 380	19.5		
Villach Süd 380	Feistritz 380	14.9	Greuth 380	5.3	Rosegg KW 380	8.7						
Weidenburg 380	Lienz 380	8.5										
Weißbach 220	Ernsthofen 220	1.4	Klaus 220	1.7	Molln 220	1.4	Pyhrn 220	1.0				
Westtirol 220	Kaunertal (Prutz) 220	16.3	Silz 220	4.0								
Westtirol 380	Kaunertal (Prutz) 380	14.8										
Wien Südost 220	Kledering 220	1.8	Neusiedl am See 220	19.7								
Wien Südost 380	Sarasdorf 380	14.1										
Ybbsfeld 220	Ybbs-Persenbeug 220	0.5										
Ybbs-Persenbeug 220	Ybbsfeld 220	17.4										
Zell-Ziller 380	Gerlos 2 380	0.0										

Tabelle 5: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 30%

Kurzschlussort	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]	Spannung in	[%]		
Altenwörth 220	Dürnröhr 220	29.5																				
Bisamberg 220	Griefenstein 220	1.6																				
Bisamberg 380	Altenwörth 220	25.6	Dürnröhr 220	25.6	Dürnröhr 380	16.9	Dürnröhr KW 380	16.9	Etzersdorf 380	18.0	Prottes 380	8.7	Sarasdorf 380	21.3	Seyring 380	4.4	Wien Südost 380	25.8	Zaya 380	12.3		
Bürs 380	Bürs 220	0.0																				
Dürnröhr 220	Altenwörth 220	0.0																				
Dürnröhr 380	Altenwörth 220	17.0	Bisamberg 380	18.7	Dürnröhr 220	17.0	Dürnröhr KW 380	0.0	Ernsthofen 380	29.5	Etzersdorf 380	3.5	Kronstorf 380	29.5	Prottes 380	24.8	Seyring 380	22.1	Zaya 380	27.0		
Dürnröhr KW 380	Altenwörth 220	26.1	Bisamberg 380	27.6	Dürnröhr 220	26.1	Dürnröhr 380	10.6	Etzersdorf 380	13.8												
Edling 220	Obersielach 220	23.2																				
Ernsthofen 220	Grieskirchen 220	29.4	Hausruck 220	23.6	Pichling 220	2.4	Sattledt 220	17.6	Wallsee 220	13.6	Wegscheid 220	2.7	Ybbs-Persenbeug 220	27.8	Ybbsfeld 220	27.4						
Ernsthofen 380	Kronstorf 380	0.1	St. Peter 380	18.1																		
Etzersdorf 380	Dürnröhr 380	26.8	Dürnröhr KW 380	26.8																		
Feistritz 380	Villach Süd 380	28.1																				
Gerlos 2 380	Zell-Ziller 220	22.7	Zell-Ziller 380	0.1																		
Greuth 380	Feistritz 380	27.9	Rosegg KW 380	22.6	Villach Süd 380	15.1																
Grieskirchen 220	Aschach 220	6.6	Hausruck 220	15.8	Sattledt 220	23.4																
Hausruck 220	Aschach 220	16.2	Grieskirchen 220	11.0	Sattledt 220	9.6																
Hessenberg 220	Hadersdorf 220	21.4	Zeltweg 220	29.2																		
Jochenstein 220	Schärding 220	24.4																				
Kainachtal 380	Koralpe 380	15.8	Mellach 380	2.0	Oststeiermark 380	14.0																
Kaprun Hauptstufe 380	Gerlos 2 380	24.6	Landschüt 380	25.9	Limberg II 380	0.0	Schwarzenbach 380	9.6	Tauern 380	6.2	Zell-Ziller 380	24.6										
Kaunertal (Prutz) 380	Kaunertal (Prutz) 220	24.8	Nauders 380	16.3	Westtirol 380	24.4																
Klaus 220	Ernsthofen 220	9.0	Molln 220	9.0	Pyhrn 220	25.9																
Kledering 220	Neusiedl am See 220	27.6	Wien Südost 220	9.8																		
Koralpe 380	Kainachtal 380	26.4	Mellach 380	27.9	Obersielach 380	19.0																
Kronstorf 380	Ernsthofen 380	0.0	St. Peter 380	18.0																		
Lienz 220	Malta Hauptstufe 220	8.3	Reißeck II 220	8.3																		
Lienz 380	Greuth 380	29.1	Landschüt 380	17.1	Lienz 220	14.7	Malta Hauptstufe 220	19.7	Reißeck II 220	19.7	Weidenburg 380	7.8										
Limberg II 380	Kaprun Hauptstufe 380	12.8	Schwarzenbach 380	21.2	Tauern 380	18.3																
Malta Hauptstufe 220	Reißeck II 220	0.0																				
Meiningen 220	Werben 220	22.8																				
Mellach 380	Kainachtal 380	10.9	Koralpe 380	25.1	Oststeiermark 380	14.5																
Molln 220	Ernsthofen 220	0.0	Klaus 220	12.0																		
Nauders 380	Kaunertal (Prutz) 380	23.5																				
Obersielach 220	Edling 220	0.5																				
Obersielach 380	Edling 220	24.9	Feistritz 380	17.7	Koralpe 380	21.0	Obersielach 220	24.5	Rosegg KW 380	22.1	Villach Süd 380	28.4										
Oststeiermark 380	Südburgenland 380	26.8																				
Pichling 220	Ernsthofen 220	22.6	Wegscheid 220	22.7																		
Pongau 380	Pongau 220	14.5																				
Prottes 380	Zaya 380	17.6																				
Pyhrn 220	Ernsthofen 220	13.6	Klaus 220	9.2	Molln 220	13.6																
Reißeck II 220	Malta Hauptstufe 220	5.4																				
Rosegg KW 380	Feistritz 380	28.1	Greuth 380	24.0	Villach Süd 380	19.8																
Salzach 220	Salzburg 220	6.8																				
Salzburg 220	Salzach 220	0.7																				
Salzburg 380	Salzach 220	5.9	Salzburg 220	5.4	Wagenham 380	22.8																
Sarasdorf 380	Bisamberg 380	16.5	Dürnröhr 380	29.3	Dürnröhr KW 380	29.3	Etzersdorf 380	29.4	Kledering 220	26.7	Prottes 380	17.4	Seyring 380	13.1	Wien Südost 220	26.5	Wien Südost 380	7.3	Zaya 380	20.9	Zurndorf 380	16.8
Sattledt 220	Hausruck 220	22.3																				
Schärding 220	Jochenstein 220	25.5																				
Schwarzenbach 380	Gerlos 2 380	24.9	Kaprun Hauptstufe 380	18.5	Limberg II 380	18.5	Tauern 380	18.5	Zell-Ziller 380	24.9												
Seyring 380	Bisamberg 380	21.5	Prottes 380	27.6																		
Silz 220	Kaunertal (Prutz) 220	29.1	Westtirol 220	15.2																		
St. Peter 220	Grieskirchen 220	27.7	Jochenstein 220	15.0	Schärding 220	9.0	St. Peter 380	25.5														
St. Peter 380	St. Peter 220	27.5																				
Tauern 380	Gerlos 2 380	19.5	Kaprun Hauptstufe 380	0.0	Landschüt 380	20.8	Limberg II 380	0.0	Schwarzenbach 380	3.5	Zell-Ziller 380	19.5										
Villach Süd 380	Feistritz 380	14.9	Greuth 380	5.3	Rosegg KW 380	8.7																
Wagenham 380	Salzach 220	25.8	Salzburg 220	25.4	Salzburg 380	21.5																
Wegscheid 220	Ernsthofen 220	22.4	Pichling 220	22.3																		
Weidenburg 380	Greuth 380	23.4	Landschüt 380	24.2	Lienz 220	21.4	Lienz 380	8.5	Malta Hauptstufe 220	25.5	Reißeck II 220	25.5	Villach Süd 380	28.3								
Weißbach 220	Ernsthofen 220	1.4	Klaus 220	1.7	Molln 220	1.4	Pyhrn 220	1.0														
Westtirol 220	Kaunertal (Prutz) 220	16.3	Silz 220	4.0																		
Westtirol 380	Kaunertal (Prutz) 220	20.8	Kaunertal (Prutz) 380	14.8	Nauders 380	28.9	Silz 220	25.1	Westtirol 220	21.9												
Wien Südost 220	Kledering 220	1.8	Neusiedl am See 220	19.7	Ternitz 220	27.8																
Wien Südost 380	Bisamberg 380	27.2	Kledering 220	24.8	Prottes 380	28.2	Sarasdorf 380	14.1	Seyring 380	24.5	Wien Südost 220	24.5	Zurndorf 380	28.6								
Ybbsfeld 220	Ybbs-Persenbeug 220	0.5																				
Ybbs-Persenbeug 220	Ybbsfeld 220	17.4																				
Zaya 380	Prottes 380	21.1	Zaya 220	25.2																		
Zell-Ziller 220	Gerlos 2 380	27.1	Zell-Ziller 380	27.1																		
Zell-Ziller 380	Gerlos 2 380	0.0	Zell-Ziller 220	22.7																		
Zurndorf 380	Sarasdorf 380	27.4																				

Teil 2

Die Hauptaufgabe dieses Projektschrittes ist auf Basis der ermittelten Ergebnisse Vorschläge für den Verlauf von Fault-Ride-Through-Kurven zu machen. Dazu werden zuerst die in der EU Verordnung „Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ definierten Bereiche zur Festlegung der FRT-Verläufe ausgearbeitet. Anschließend erfolgt die Definition eines repräsentativen Ersatznetzes auf Netzebene > 3 mit in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen, an denen als Referenzspannung die in Teil 1 ermittelten Spannungsverläufe angelegt werden. Die daraus ermittelten Auswirkungen dienen als Basis für die Vorschläge für die FRT-Kurven.

Die in der EU Verordnung bestimmten Bereiche der FRT-Verläufe sind aufgeteilt auf Erzeugungsanlagen des Typs D für Nennspannungen $\geq 110\text{kV}$ synchron sowie nichtsynchon und auf Anlagen des Typs B, C und D < 110kV synchron sowie asynchron. Aus den in der Verordnung vorgegebenen minimalen und maximalen FRT-Verläufen lässt sich zur Bestimmung von nationalen Anforderungen Definitionsbereiche ableiten. Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen diese festgelegten Definitionsbereiche der FRT-Kurven.

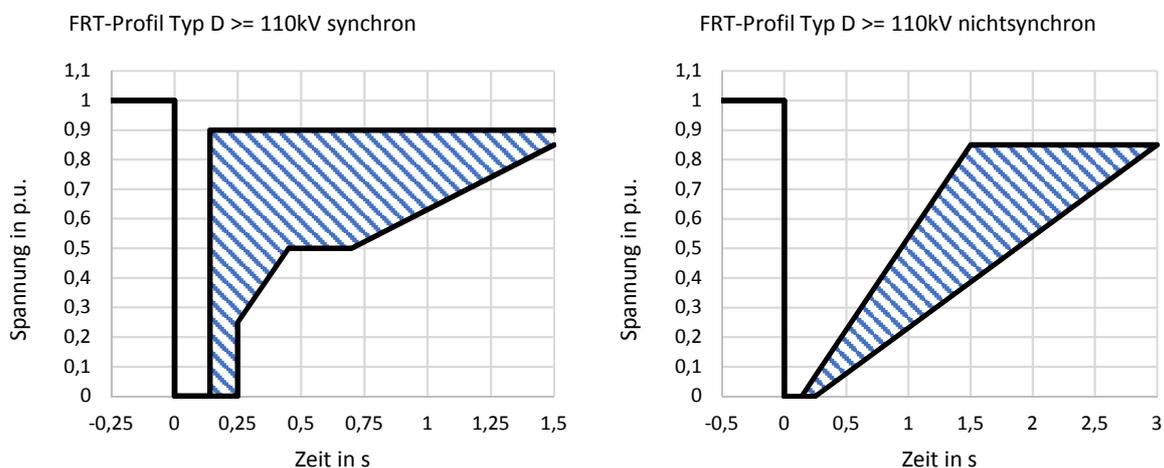


Abbildung 11: Definitionsbereiche der FRT-Kurven für Erzeugungsanlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$ (links für synchrone Anlagen, rechts für nichtsynchrone)

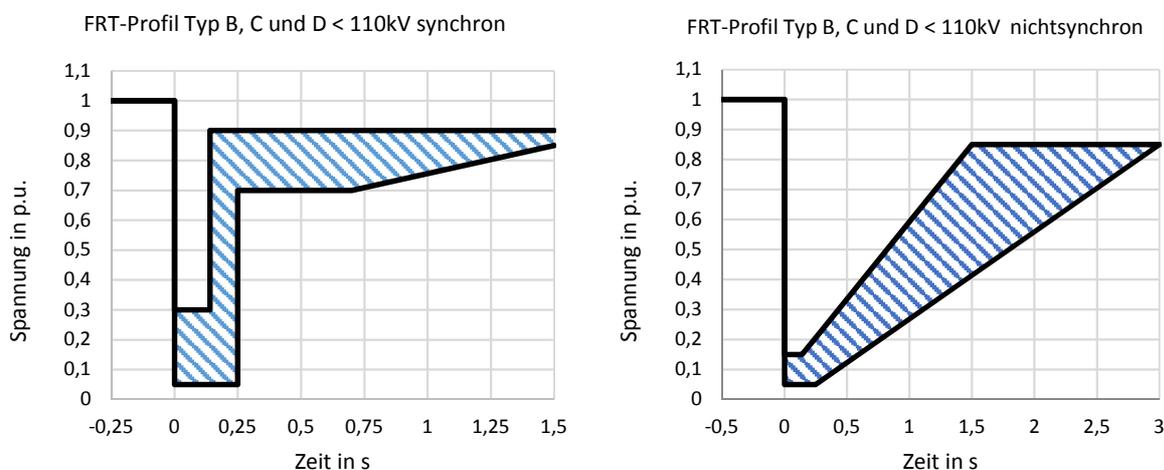


Abbildung 12: Definitionsbereiche der FRT-Kurven für Erzeugungsanlagen des Typs B, C und D < 110kV (links für synchrone Anlagen, rechts für nichtsynchrone)

Mit diesen Vorgaben lassen sich die FRT-Anforderungen für Anlagen des Typs D > 110kV mit den Worst Case Spannungsverläufen aus Teil 1 vergleichen. Dazu werden die Verläufe aus allen Szenarien in den Definitionsbereich der EU Verordnung gelegt. In Abbildung 13 ist das dargestellt für eine Fehlerklärungszeit von 150ms und in Abbildung 14 für die jeweiligen kritischen Fehlerklärungszeiten. Der minimal vorgegebene Verlauf wird in keinem der beiden Fälle unterschritten. Die daraus abgeleiteten Vorschläge für die FRT-Anforderungen an diesen Typ von Anlagen werden im Abschnitt „Vorschläge für FRT-Kurven“ behandelt.

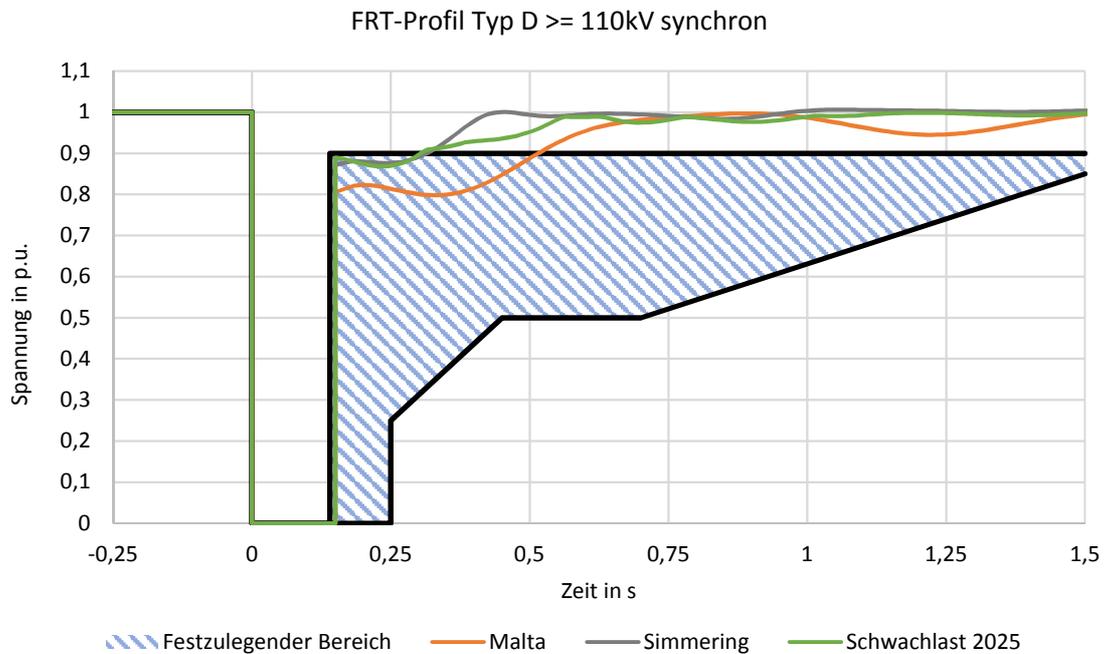


Abbildung 13: Überlagerung des FRT-Profiles des Typs D > 110kV mit den ermittelten Spannungsverläufen bei einer Fehlerklärungszeit von 150ms

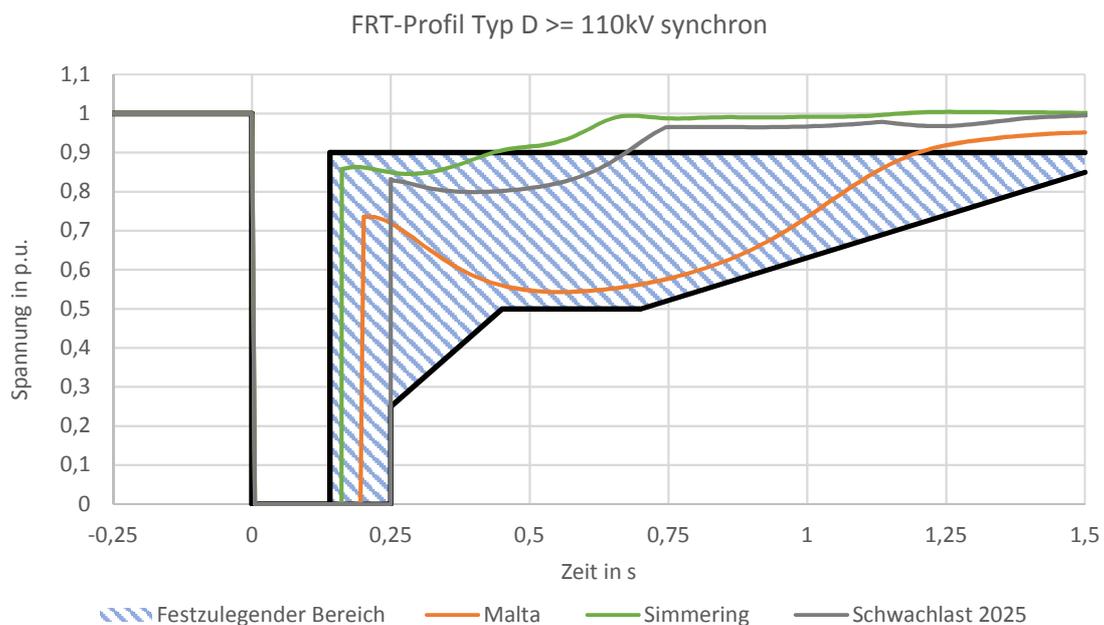


Abbildung 14: Überlagerung des FRT-Profiles des Typs D > 110kV mit den ermittelten Spannungsverläufen bei kritischen Fehlerklärungszeiten

Zur Simulation der Auswirkungen der ermittelten Spannungsverläufe bei einem Kurzschluss in Netzebene 1-3 auf die Netzebenen >3 wird ein repräsentatives Mittelspannungsnetz mit einer Erzeugungsanlage aufbauend auf die in Abschnitt „Verwendete Daten“ angeführten Netzdaten definiert. Der grundsätzliche Aufbau des Netzes ist in Abbildung 15 dargestellt.

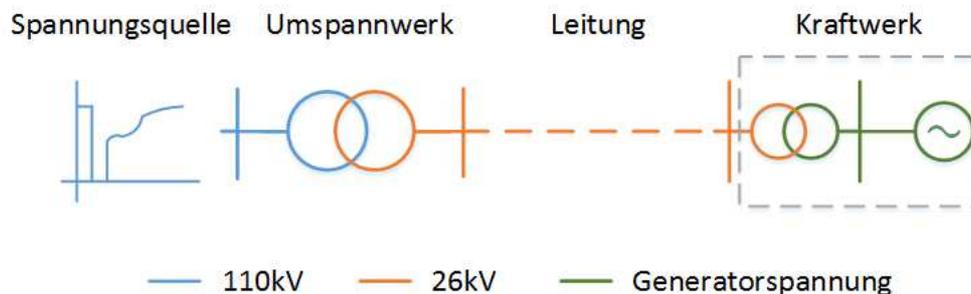


Abbildung 15: Mittelspannungsabschnitt für die Simulationen in Teil 2

Die Leitung ist in Abbildung 15 als gestrichelte Linie ausgeführt, wobei eine Variation der Leitungslänge von 0 bis 21 km in den Simulationen berücksichtigt wird. Für die Durchführung der Berechnungen wurden zuerst die ermittelten Spannungsverläufe aus Teil 1 an die Oberspannungsseite des Umspanners (Netzebene 4) angelegt. Damit lässt sich der Spannungsverlauf an dem Knoten, an welchen in der Mittelspannungsebene die Erzeugungsanlage einspeist, bestimmen. Daraus leiten sich in weiterer Folge die FRT-Anforderungen für die Erzeugungsanlagen vom Typ B, C und D < 110kV ab, welche im Abschnitt „Vorschläge für FRT-Kurven“ behandelt werden. Die Simulationen werden für jeweils eine Erzeugungsanlage am Ende der Leitung (Ausläufer) und für eine direkt hinter dem Umspannwerk durchgeführt. Die Ergebnisse werden für die drei betrachteten Szenarios jeweils mit 150ms und kritischer Fehlerklärungszeit (FKL) sowie mit einer Anlage am Ausläufer bzw. Umspannwerk dargestellt (Abbildung 16 bis Abbildung 18).

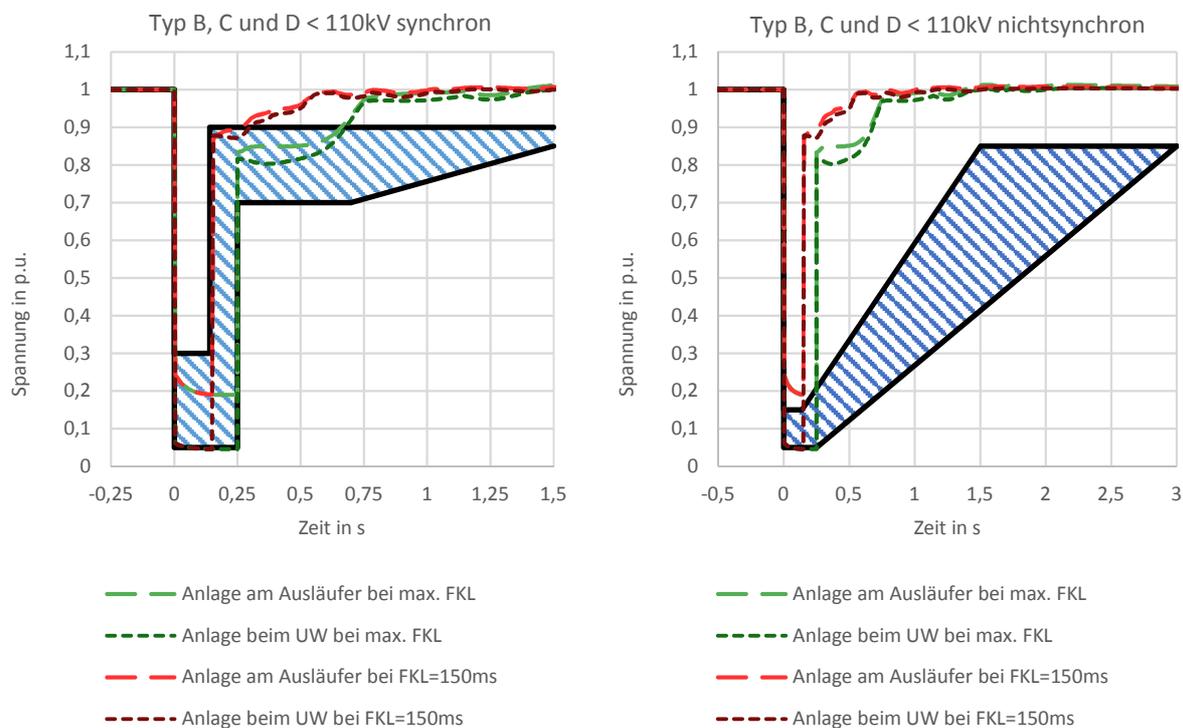


Abbildung 16: Ergebnisse der MS-Berechnungen für das „Base Case“ Szenario im Vergleich mit den Definitionsbereichen des FRT-Profiles

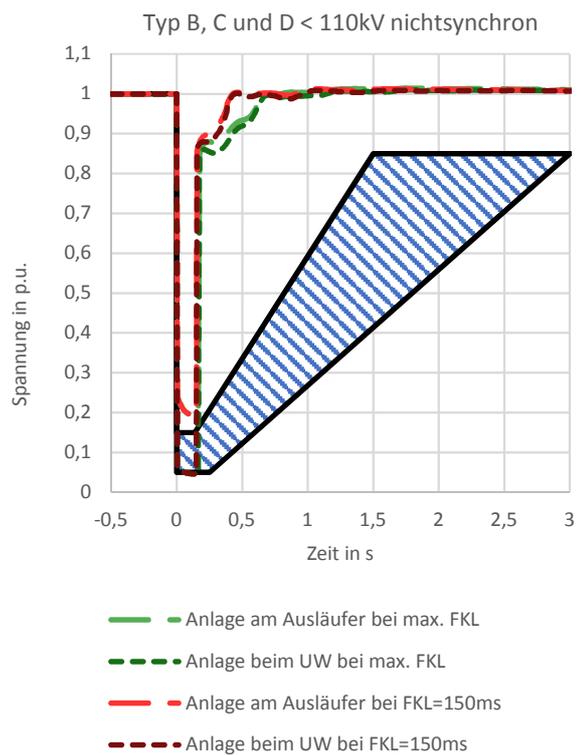
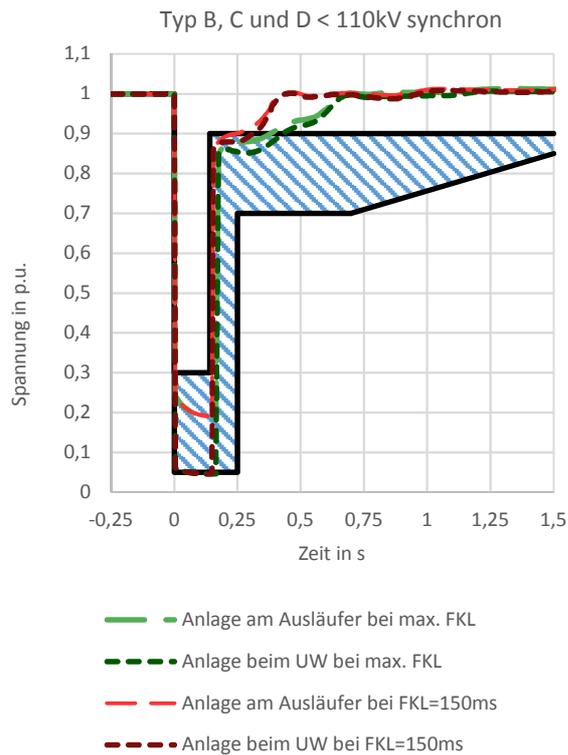


Abbildung 17: Ergebnisse der MS-Berechnungen für das „Base Case + Simmering“ Szenario im Vergleich mit den Definitionsbereichen des FRT-Profiles

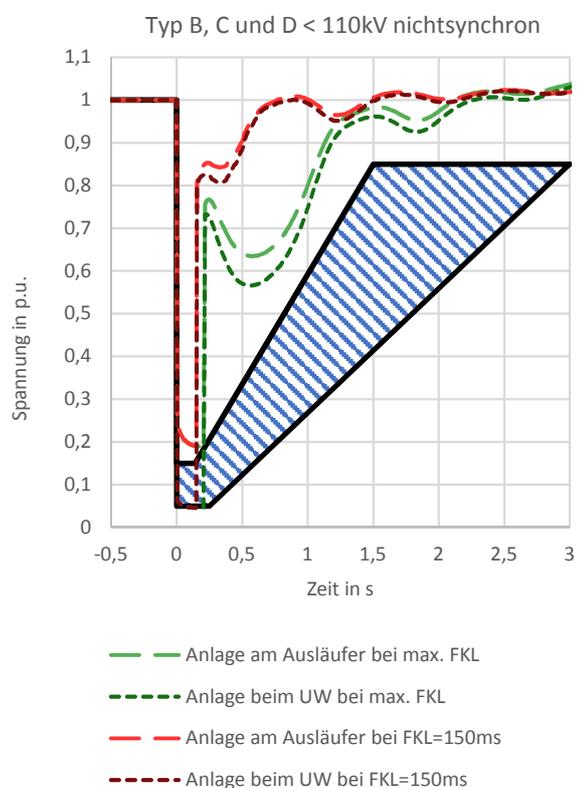
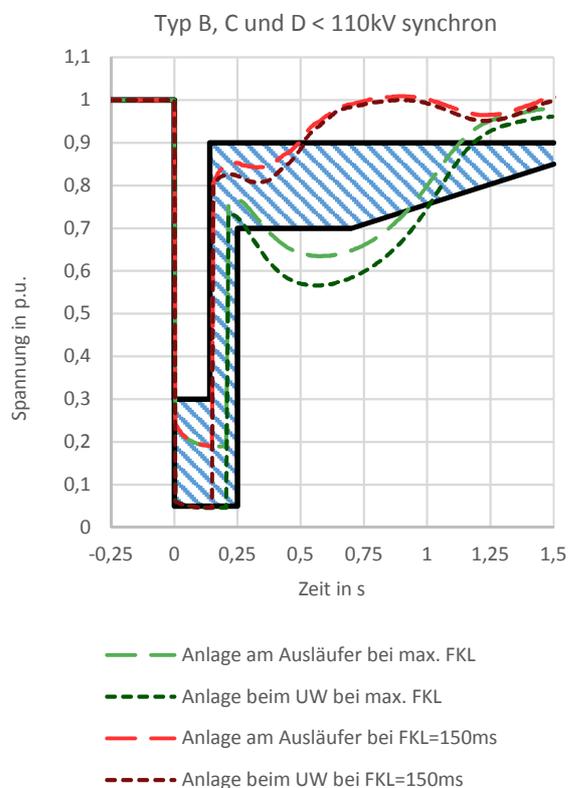


Abbildung 18: Ergebnisse der MS-Berechnungen für das „Base Case + Malta“ Szenario im Vergleich mit den Definitionsbereichen des FRT-Profiles

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass die Spannungsverläufe an allen Kraftwerksknoten mit einer Ausnahme im festzulegenden Bereich der EU Verordnung liegen. Im Szenario „Base Case + Malta“ für den Simulationsfall synchrone Anlagen bei maximaler Fehlerklärungszeit unterschreitet die Einbauchung die minimalen Vorgaben. Des Weiteren ist erkennbar, dass in dem angenommenen Szenario nicht die Anlagen an den Ausläufern, sondern die Anlagen, die direkt in der Nähe des Umspannwerkes angeschlossen sind, „schlechtere“ Spannungsverläufe sehen. Aufgrund der nicht vorhandenen bzw. sehr kurzen Leitung für diese Fälle ist nur die verhältnismäßig geringe Impedanz des Transformators im Umspannwerk für die Erhöhung der Restspannung auf der unterlagerten Spannungsebene nach Eintritt des Fehlers maßgebend. Befindet sich die Anlage an den Ausläufern des betrachteten Netzabschnittes, so ist zusätzlich zur Transformatorimpedanz die Leitungsimpedanz ausschlaggebend für die Höhe der Restspannung. Kurzschlussstromschwache Anlagen wie über Umrichter angebundene Windkraft- oder Photovoltaikanlagen in der Nähe des Umspannwerkes sehen aufgrund ihrer in Höhe des Nennstromes liegenden Kurzschlussstromes nahezu direkt den in Netzebene 1-3 angelegten Spannungsverlauf. Dadurch erhöht sich die Restspannung bei diesen Voraussetzungen nur geringfügig gegenüber der Spannung auf den überlagerten Netzebenen.

Die in diesem Abschnitt ermittelten Ergebnisse bilden die Grundlage für die Vorschläge der FRT-Kurven im nächsten Abschnitt.

Vorschläge für FRT-Kurven

Dieser Punkt behandelt die Ausarbeitung von Vorschlägen für den Verlauf der FRT-Kurven in Abstimmung mit dem Auftraggeber. Den Ausgangspunkt für die Verläufe bilden die vorigen Abschnitt durchgeführten Simulationen der transienten Spannungsverläufe während und nach Kurzschlüssen auf den Netzebenen 1-3. In Diskussionsrunden mit dem Auftraggeber wurde festgelegt, dass Fehlerklärungszeiten größer als 150ms nicht betrachtet werden. Dies liegt an dem im österreichischen Übertragungsnetz verwendeten Schutzkonzept, wo Fehlerklärungszeiten größer als 150ms nur sehr selten und in vernachlässigbarer Häufigkeit auftreten. Dadurch werden für die Vorschläge nur die Spannungsverläufe herangezogen, welche eine Fehlerklärungszeit von 150ms aufweisen. Diese sind für den direkten Vergleich in den Abbildungen für die FRT-Kurven Vorschläge zusätzlich als Referenz dargestellt.

Der vorgeschlagene Verlauf für synchrone Anlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$ sowie die maßgebenden aus den Simulationen ermittelten Spannungsverläufe sind in Abbildung 19 dargestellt. Der Vorschlag für das FRT-Profil für diesen Anlagentyp wurde in Abstimmung mit dem Arbeitskreis Schutz erstellt.

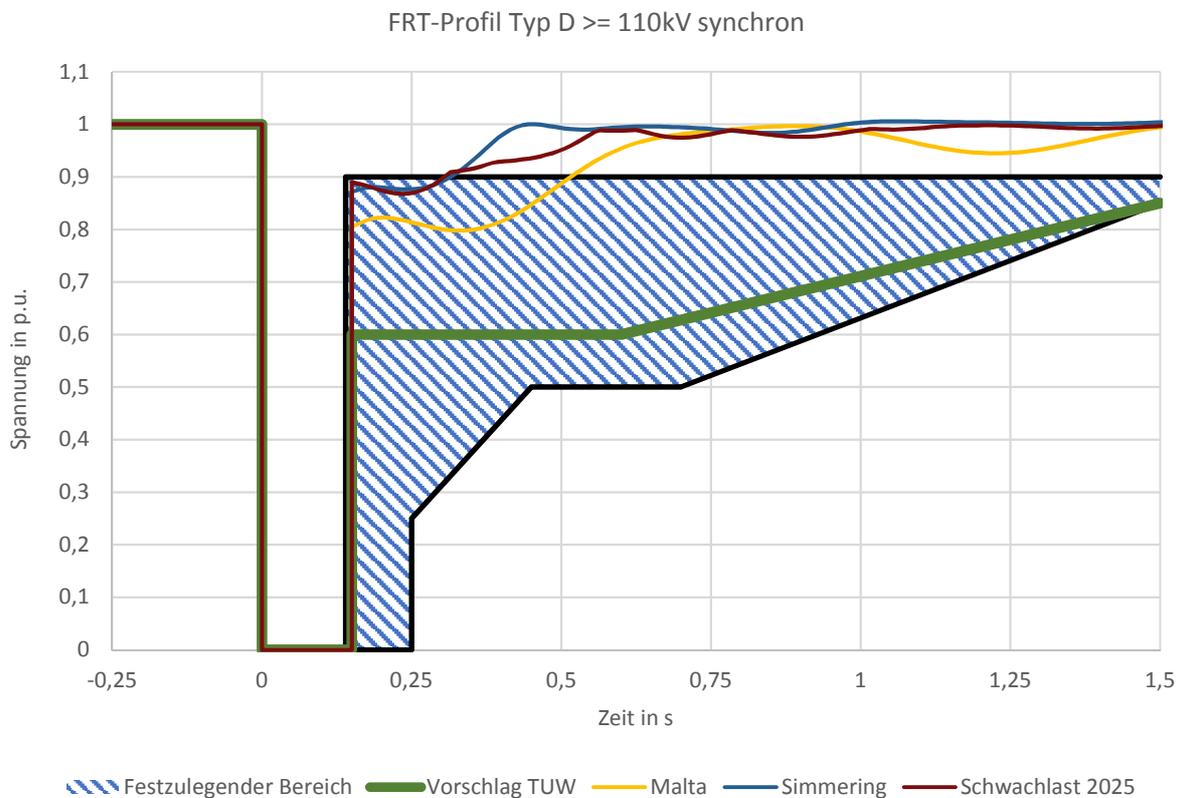


Abbildung 19: FRT-Profil Vorschlag für synchrone Anlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$

Zusätzlich zur beauftragten Simulation der transienten Spannungsverläufe in der Netzebene 1 umfasst der Typ D Erzeugungseinheiten auf der Netzebene 3 (110kV) die in Österreich wesentlich zur Netzstützung und Stabilität beitragen. Das Schutzkonzept im 110-kV-Netz ist vom Schutzkonzept in der Netzebene 1 dahingehend abweichend, dass Fehlerklärungszeiten von bis zu 500ms auftreten können, da Leitungsfehler zwischen 85% und 100% der Leitungslänge und Sammelschienenfehler üblicherweise erst in der zweiten Distanzschutzzone abgeschaltet werden. Um auch dem Schutzkonzept in der Netzebene 3 zu entsprechen wird ein Spannungsschwellwert 60% der Ausgangsspannung für eine Zeitdauer von 0.6s empfohlen. Der vorgeschlagene Verlauf berücksichtigt neben den FRT-Anforderungen des Übertragungsnetzes auch die Anforderungen bezüglich Fehlerklärung im 110-kV-Netz. Zur vollständigen Beschreibung des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes sind in Tabelle 6 die Eckpunkte der Kurve eingetragen.

Tabelle 6: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für synchrone Anlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$

Zeit [s]	Spannung [p. u.]
-0.25	1.0
0	1.0
0	0.0
0.15	0.0
0.15	0.6
0.6	0.6
1.50	0.85

Abbildung 20 zeigt den vorgeschlagenen Verlauf für nichtsynchrone Anlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$.

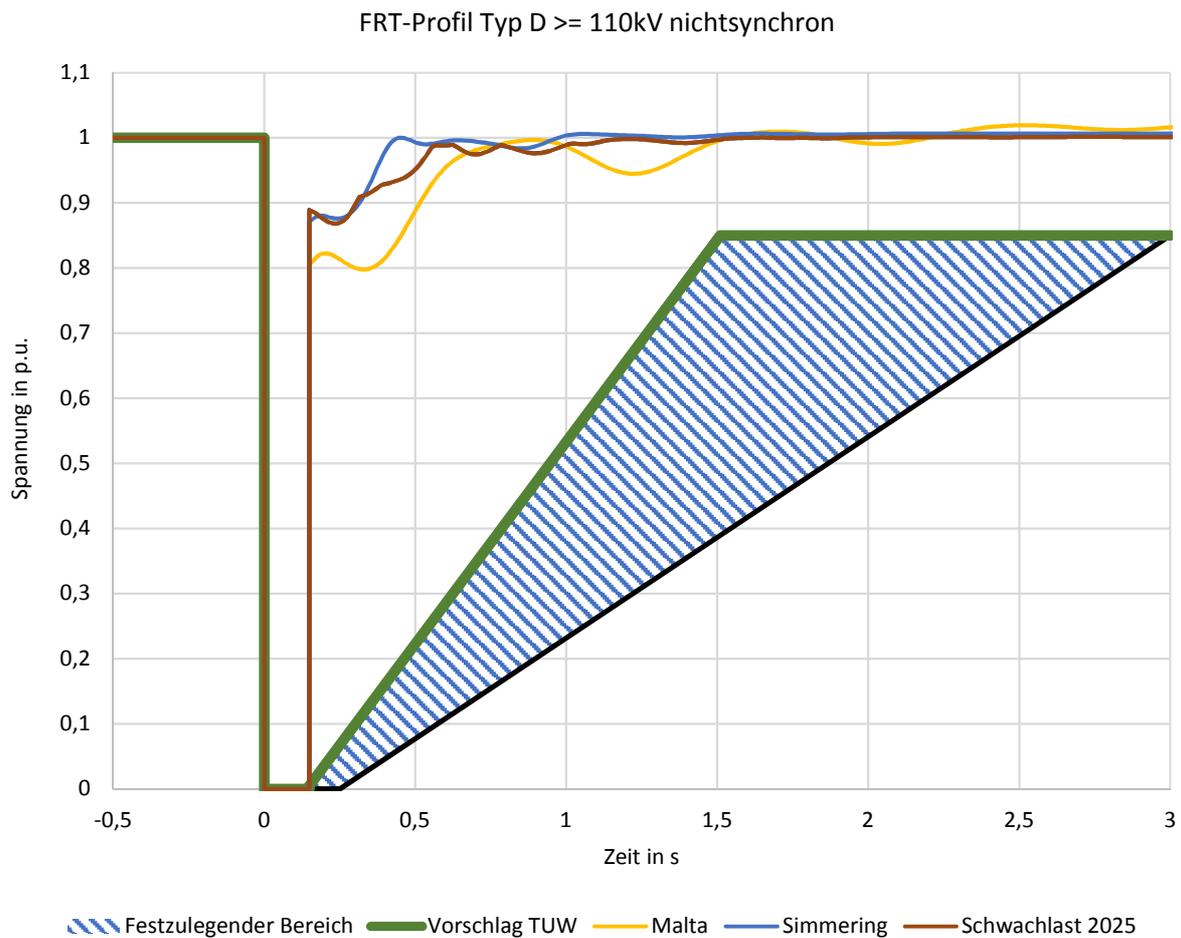


Abbildung 20: FRT-Profil Vorschlag für nichtsynchrone Anlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$

Aus den errechneten Spannungsverläufen ist ersichtlich das als Vorschlag für den Verlauf die maximalen Vorgaben aus der EU Verordnung erfüllt werden können. Nach der Fehlerklärungszeit von 150ms steigt die Kurve linear gemäß der EU Verordnung bis 85% der Ausgangsspannung erreicht sind. In Tabelle 7 sind wiederum die Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes aufgelistet.

Tabelle 7: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für nichtsynchrone Anlagen des Typs D $\geq 110\text{kV}$

Zeit [s]	Spannung [p. u.]
-0.50	1
0	1
0	0
0.15	0
1.50	0.85
3	0.85

Der Vorschlag für den Spannungsverlauf der synchronen Typ B, C und D < 110kV Anlagen ist in Abbildung 21 dargestellt.

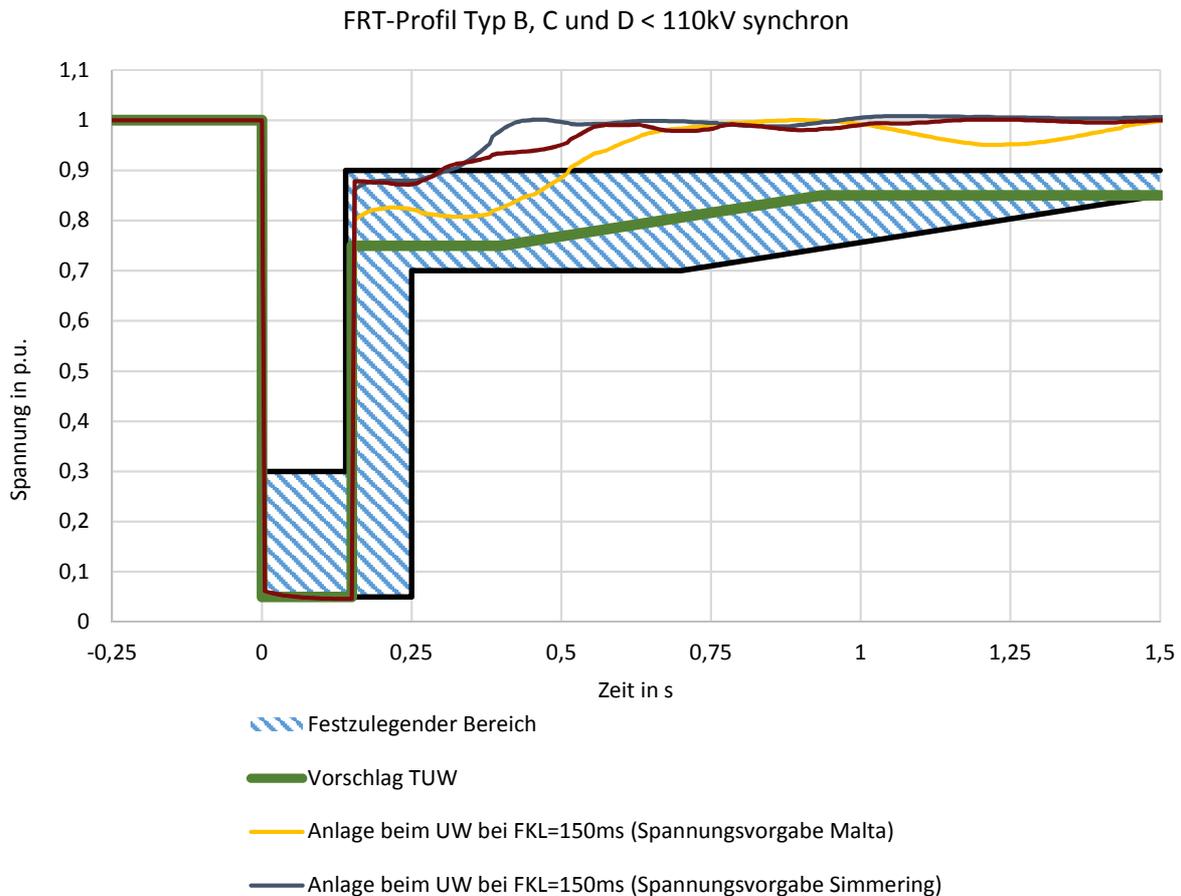


Abbildung 21: FRT-Profil Vorschlag für synchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV

Dabei wird nach Eintreten des Fehlers die in der EU Verordnung minimal vorgegebene Restspannung von 5% eingehalten. Der Vorschlag der minimalen Restspannung erfolgt aufgrund der in den Ergebnissen ermittelten Problematik von in der Nähe der Umspannwerke angeschlossenen Anlagen. Nach Klärung des Fehlers ist ein Spannungshub von 70% (gleich wie bei synchronen Typ D \geq 110kV Anlagen) auf 75% der Ausgangsspannung vorgesehen. Danach bleibt die Spannung konstant bis zum selben Knickpunkt wie vorhin bei Typ D \leq 110kV und steigt anschließend mit gleicher Steigung wie der minimale Verlauf linear bis 85% der Ausgangsspannung erreicht sind. Die Eckpunkte sind in Tabelle 8 aufgelistet.

Tabelle 8: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für synchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV

Zeit [s]	Spannung [p. u.]
-0.25	1.00
0	1.00
0	0.05
0.15	0.05
0.15	0.75
0.40	0.75
0.94	0.85
1.5	0.85

Der abschließende FRT-Kurvenverlauf Vorschlag erfolgt für nichtsynchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV und ist in Abbildung 22 dargestellt.

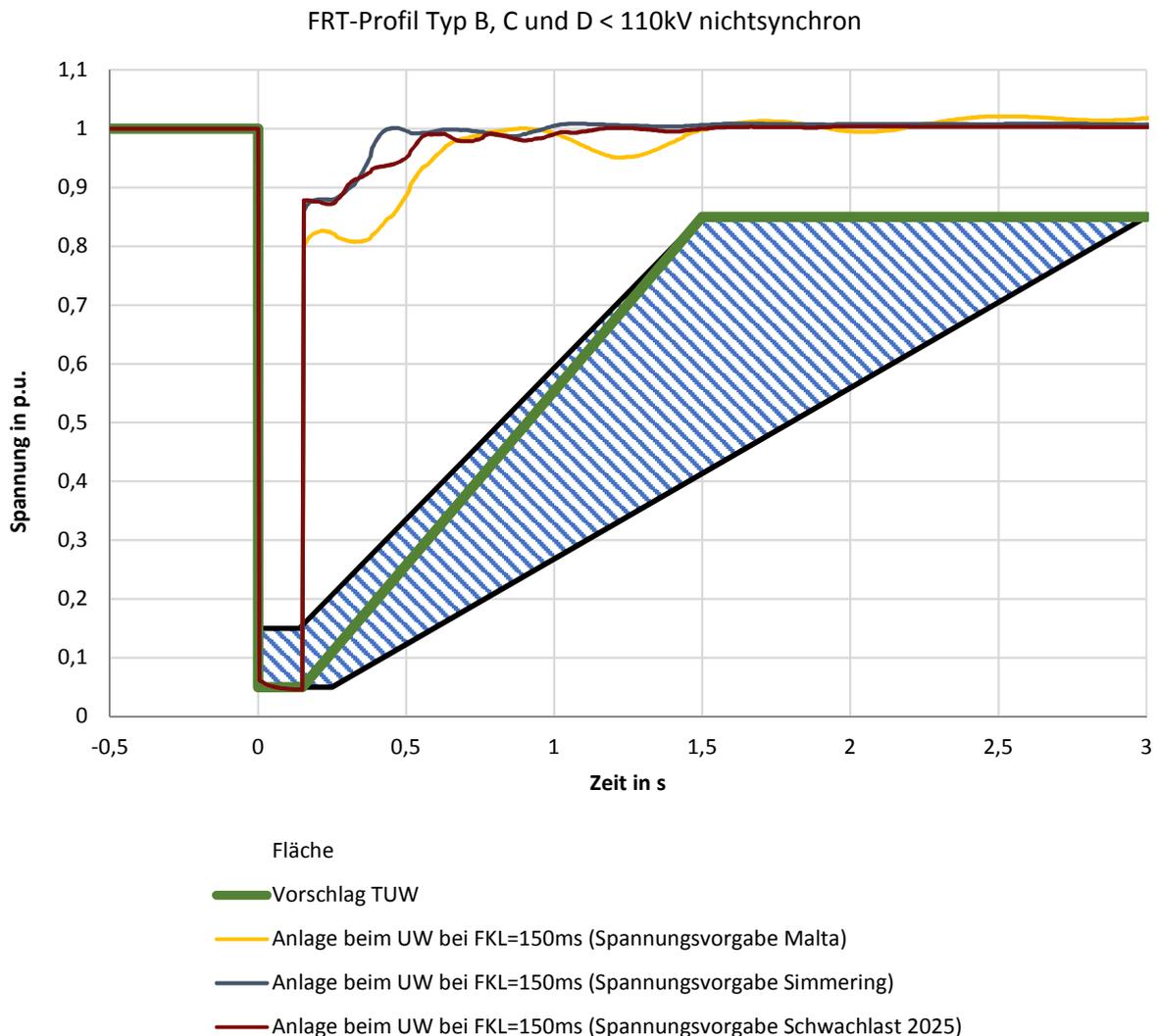


Abbildung 22: FRT-Profil Vorschlag für nichtsynchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV

Während des Fehlers wird aus gleichen Gründen wie vorhin der minimale Spannungsverlauf mit 5% der Ausgangsspannung vorgegeben. Nach 150ms wird ein linearer Anstieg bis zum Erreichen von 85% der Ausgangsspannung vorgeschlagen. Die Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufs sind in Tabelle 9 aufgelistet.

Tabelle 9: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für nichtsynchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV

Zeit [s]	Spannung [p. u.]
-0.50	1.00
0	1.00
0	0.05
0.15	0.05
1.50	0.85
3.00	0.85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Automatisierungsinterface zwischen PSS®SINCAL und Python™	7
Abbildung 2: Schematische Darstellung des verwendeten Netzmodells in PSS®SINCAL.....	10
Abbildung 3: Links: Spannungstrichter ermittelt aus der stationären Berechnung; Rechts: Spannungstrichter ermittelt aus der dynamischen Berechnung	11
Abbildung 4: Repräsentativer Spannungsverlauf zur Darstellung der Auswertungsunterschiede in den Berechnungen	11
Abbildung 5: Spannungsverlauf an den 380kV Knoten im Übertragungsnetz bei einem 3-poligen Kurzschluss an der 380kV Sammelschiene in der Station Bisamberg	12
Abbildung 6: Darstellung der Worst Case Verläufe der Spannungen an den Kraftwerksknoten wo der Fehler aufgetreten ist bei einer Fehlerklärungszeit von 150ms.....	12
Abbildung 7: Darstellung der Worst Case Verläufe der Spannungen an den Kraftwerksknoten an denen der Fehler aufgetreten ist bei maximaler Fehlerklärungszeit.....	13
Abbildung 8: Minimaler Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Fehlerklärungszeiten für den Base Case	13
Abbildung 9: Minimaler Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Fehlerklärungszeiten für den Base Case + Simmering	15
Abbildung 10: Minimaler Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Fehlerklärungszeiten für den Base Case + Malta	15
Abbildung 11: Definitionsbereiche der FRT-Kurven für Erzeugungsanlagen des Typs D \geq 110kV (links für synchrone Anlagen, rechts für nichtsynchrone).....	19
Abbildung 12: Definitionsbereiche der FRT-Kurven für Erzeugungsanlagen des Typs B, C und D < 110kV (links für synchrone Anlagen, rechts für nichtsynchrone)	19
Abbildung 13: Überlagerung des FRT-Profiles des Typs D > 110kV mit den ermittelten Spannungsverläufen bei einer Fehlerklärungszeit von 150ms.....	20
Abbildung 14: Überlagerung des FRT-Profiles des Typs D > 110kV mit den ermittelten Spannungsverläufen bei kritischen Fehlerklärungszeiten.....	20
Abbildung 15: Mittelspannungsabschnitt für die Simulationen in Teil 2	21
Abbildung 16: Überlagerung der Ergebnisse der MS-Berechnungen für das „Base Case“ Szenario mit den Definitionsbereichen des FRT-Profiles	21
Abbildung 17: Überlagerung der Ergebnisse der MS-Berechnungen für das „Base Case + Simmering“ Szenario mit den Definitionsbereichen des FRT-Profiles	22
Abbildung 18: Überlagerung der Ergebnisse der MS-Berechnungen für das „Base Case + Malta“ Szenario mit den Definitionsbereichen des FRT-Profiles	22
Abbildung 19: FRT-Profil Vorschlag für synchrone Anlagen des Typs D \geq 110kV.....	24
Abbildung 20: FRT-Profil Vorschlag für nichtsynchrone Anlagen des Typs D \geq 110kV	25
Abbildung 21: FRT-Profil Vorschlag für synchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV	26
Abbildung 22: FRT-Profil Vorschlag für nichtsynchrone Anlagen des Typs B, C und D < 110kV	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verhältnis der Kurzschlussleistung zur Scheinleistung des Kraftwerks am Anschlussknoten	14
Tabelle 2: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 5%.....	16
Tabelle 3: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 10%.....	16
Tabelle 4: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 20%.....	17
Tabelle 5: Auszug aus der Tabelle der Kurzschlussorte mit den zugehörigen minimalen Spannungswerten an den Stationen im Fehlerfall für minimale Spannungen unter 30%.....	18
Tabelle 6: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für synchrone Anlagen des Typs D \geq 110kV.....	24
Tabelle 7: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für nichtsynchrone Anlagen des Typs D \geq 110kV.....	25
Tabelle 8: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für synchrone Anlagen des Typs B, C und D $<$ 110kV	26
Tabelle 9: Eckpunkte des vorgeschlagenen Spannungsverlaufes für nichtsynchrone Anlagen des Typs B, C und D $<$ 110kV	27