

## WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens

### Swinging Grids

Autoren: Dominik Amrein  
Andreas Gut  
Niklaus Schneeberger

Projektleiter: Michael Höckel

Version 1 / 16. September 2016

## Abstract

### Deutsche Version:

Drei Netze, die im Arbeitspaket „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“, statisch modelliert und simuliert wurden, werden nun mit den dynamischen Modellen verschiedener Netzelemente aus dem Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ erweitert. Das Verhalten der zentral platzierten Spannungsregler und der möglichen Regelfunktionen der Wechselrichter wird anhand verschiedener Szenarien wie beispielsweise der Q(U)-Regelung oder der FRT-Funktion simuliert. Es wird gezeigt, dass keine Instabilitäten beim Zusammenwirken von verschiedenen Regelsystemen erwartet werden müssen. Weiter wird auch festgestellt, dass es nur bedingt nützlich ist, verschiedene Regelsysteme kombiniert einzusetzen.

### English version:

Three low voltage grids which were stationary modelled and simulated in the work package „WP3 – Modellierung des stationären Verhaltens“, are extended with the dynamic models of different grid elements which were built in the work package „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“. With the aid of these models different voltage control scenarios are simulated. Simulations with the combination of centralized low voltage regulators (e.g. static serial voltage controllers or low voltage variable transformers) and decentralized inverters with control-functions like Q(U) or FRT are performed. It is shown that no instabilities have to be expected in the interaction of different controllers. Furthermore it is also stated that a combination of different control systems with the same control goal is only of little value.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Projektplan: Übersicht.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Dynamische Modellierung .....</b>	<b>6</b>
3.1	Verwendungszweck und Grenzen .....	6
3.2	Grundlegender Aufbau des Dynamikmodells .....	6
3.3	Dynamikmodell des Wechselrichters .....	8
3.3.1	RMS-Dynamikmodell.....	8
3.4	Dynamikmodelle der Spannungsregler .....	8
3.4.1	Schneider Electric – Minera SGrid.....	8
3.4.2	a-eberle – LVRSys .....	9
<b>4</b>	<b>Auswahl der Netze .....</b>	<b>10</b>
4.1	Auswahlkriterien .....	10
4.2	Gewählte Netze .....	10
4.2.1	Ländliches Netzgebiet .....	10
4.2.2	Industriegebiet.....	11
4.2.3	PV-Kraftwerk .....	11
4.3	Vergleich der Kurzschlussleistungen an den relevanten Anschlussknoten .....	11
<b>5</b>	<b>Definition der Szenarien .....</b>	<b>13</b>
5.1	Untersuchungsfälle des dynamischen Modells.....	13
5.1.1	10-min-PV-Charakteristik .....	13
5.1.2	Ausfall mehrerer PVA .....	13
5.1.3	Q(U)-Funktion und Spannungsregler .....	13
5.1.4	Schutzversager .....	14
<b>6</b>	<b>Resultate der Szenarien .....</b>	<b>15</b>
6.1	Aktive Leistungsreduktion der PV-Anlage durch das EVU .....	15
6.2	Ausfall mehrerer PVA.....	16
6.3	Q(U)-Funktion und Spannungsregler .....	16
6.3.1	Q(U)-Funktion bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz .....	16
6.3.2	Spannungsregler bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz .....	17
6.3.3	Belastung der Netzelemente bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz .....	18
6.4	Schutzversager .....	18
6.5	Fazit der Resultate .....	20
<b>7</b>	<b>Zusatzuntersuchungen am Modell.....</b>	<b>21</b>
7.1	Industriegebiet .....	21
7.1.1	Ermittlung der Ausbaugrenzen für PVA .....	21
7.1.2	Spannungsregler .....	21
7.1.3	Vergleich von verschiedenen Spannungsmesspunkten für die RONT .....	21

7.2	PV-Kraftwerk .....	23
7.2.1	Einfluss der Anbindung über verschiedene Mittelspannungsebenen .....	23
7.2.2	Einbruch der Wirkleistung bei einem Spannungseinbruch .....	23
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick .....</b>	<b>25</b>
<b>9</b>	<b>Verzeichnisse .....</b>	<b>26</b>
9.1	Glossar .....	26
9.2	Figurenverzeichnis .....	27
9.3	Quellenverzeichnis .....	31
<b>10</b>	<b>Versionskontrolle.....</b>	<b>32</b>
<b>11</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>33</b>



# 1 Einleitung

Gemäss dem Antrag an das Bundesamt für Energie sind in diesem Arbeitspaket die folgenden vier wesentlichen Themen zu erarbeiten:

- Auswahl der Netze
- Definition der Szenarien
- Aufbau der dynamischen Netzmodelle
- Durchführung der Simulationen

Nach den in diesem Bericht beschriebenen Kriterien sind drei Netze aus den statischen Untersuchungen ausgewählt worden. Diese Netze werden für die dynamische Modellierung angepasst und mit den Modellen für regelfähige Niederspannungselemente, erarbeitet im Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“, ergänzt. Nebst den Anpassungen und der Auswahl der Netze beschreibt dieser Bericht, welche Informationen aus dem dynamischen Netzmodell gewonnen werden können, welche Szenarien mit einer dynamischen Simulation untersucht werden und welche Resultate diese Simulationen ergeben haben.

## 2 Projektplan: Übersicht

Die nachfolgenden Kapitel konzentrieren sich auf die Ergebnisse des Arbeitspakets „WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens“. Zusätzlich gibt dieses Kapitel einen Überblick über das Projekt mit seinen verschiedenen Arbeitspaketen. Die Darstellung in Fig. 1 und die dazugehörigen Beschreibungen erläutern den aktuellen Stand des Projekts.

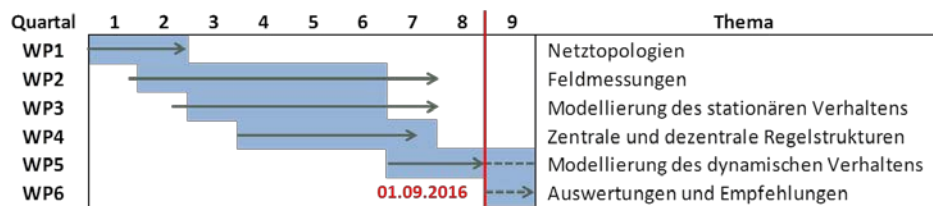


Fig. 1: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart

Mit diesem Bericht wird das Arbeitspaket „WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens“ abgeschlossen, welches zu Beginn des siebten Projekt-Quartals begonnen hatte. Anpassungen an diesem Dokument sind auch dann noch jederzeit möglich, wenn neu gewonnene Erkenntnisse dem Verständnis und der Übersichtlichkeit dieser Dokumentation dienen. Auf Basis der vorhergehenden Arbeitspakete und der Ergänzungen aus den Workshops mit den Partnern ist die Auswahl der Netze und Szenarien getroffen worden. Die Resultate aus dem Arbeitspaket „WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens“ bilden das letzte Bauteil zur Formulierung der Erkenntnisse und Empfehlungen im Arbeitspaket „WP6 – Auswertungen und Empfehlungen“, womit der Abschluss des Projekts zum Ende des neunten Projekt-Quartals hin (Ende September 2016) möglich sein wird.

## 3 Dynamische Modellierung

### 3.1 Verwendungszweck und Grenzen

Fragen bezüglich der Auslastung von Netzkomponenten oder des Kurzschlussverhaltens von Netzanschlusspunkten können mit statischen Netzberechnungen beantwortet werden, da es sich dabei um stationäre Themen der Netzanalyse handelt. Dynamikmodelle von geregelten Netzkomponenten werden erst benötigt, wenn Fragen bezüglich des transienten Verhaltens von Systemen beantwortet werden sollen. Darunter fallen Themen wie beispielsweise Ausgleichsvorgänge, Stabilitäts- und Regelproblematiken, welche in der Planungs- und Entwurfsphase sowie auch während des Betriebes moderner Energieversorgungssysteme wichtige Kriterien darstellen.

Da bei der Umsetzung eines Dynamikmodells nicht alle Einflussfaktoren realitätsgetreu abgebildet werden können, ist es essenziell, die signifikanten Strukturen zu identifizieren, um den Modellierungs- und Berechnungsaufwand der Modelle in einem überschaubaren Rahmen zu halten. Einerseits bezieht sich diese Aussage auf die Abgrenzung der involvierten Regelsysteme und andererseits auf den Detaillierungsgrad der Regelsysteme selbst. Beim Detaillierungsgrad der Systeme ist im Vorfeld zu überlegen, welches Verhalten abgebildet werden soll. Geht es bei den Untersuchungen um Effekte, welche sich im subharmonischen Bereich (zeitlich langsamer als die Grundschiwingung) abspielen, so können diese Untersuchungen anhand eines RMS-Modells durchgeführt werden. Bei diesem Modell werden die Reglerstruktur sowie die gerätespezifischen Funktionen abgebildet. So können beispielsweise Umschalteffekte, das Stabilitätsverhalten von Reglern oder auch dynamische Netzstützungsfunktionen von Wechselrichtern untersucht werden.

Geht es jedoch um Fragestellungen im harmonischen Bereich oberhalb von 50 Hz (zeitlich schneller als die Grundschiwingung), so muss ein EMT-Modell verwendet werden. Dieses Modell bildet neben den Eigenschaften des RMS-Modells zusätzlich das elektromagnetische Verhalten des Systems ab. Zudem muss der charakteristische Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz ( $fNI$ ) des gesamten zu untersuchenden Netzes abgebildet werden. Anhand eines EMT-Netzmodells ist es unter anderem möglich, das Ausbreitungsverhalten von harmonischen Oberwellen sowie oberwellenbasierte Effekte zu untersuchen.

Bei der Umsetzung der Modelle in PowerFactory (PF) hat es sich gezeigt, dass RMS-Modelle gut abgebildet werden können und die Simulation verlässliche Ergebnisse liefert. Anders verhält es sich bei der Umsetzung von EMT-Modellen. Aufgrund verschiedener softwarebedingter Vorgaben von PF ist es nicht gelungen, ein realitätsgetreues EMT-Modell zu realisieren. Einerseits gelang es nicht, das Modell so zu erstellen, dass die charakteristischen Oberwellen des Systems resultieren. Andererseits konnte auch keine Lösung gefunden werden, um die  $fNI$  des Netzes gemäss den Messungen abzubilden.

Basierend auf diesen Erkenntnissen muss die Schlussfolgerung gezogen werden, dass PF bei dieser Art der EMT-Simulation an Grenzen stösst, welche auch mit der Unterstützung des Supports der Firma DlgSILENT nicht überwunden werden konnten. Als Alternative wurde in MATLAB/PLECS ein Modell erstellt. Dieses beinhaltet einerseits ein detailliertes Wechselrichter-Modell und andererseits die Möglichkeit, eine gemessene  $fNI$  auf der Netzseite abzubilden. Dieses Modell kann als Ausgangslage für zukünftige EMT-Simulationen genutzt werden.

### 3.2 Grundlegender Aufbau des Dynamikmodells

Ein dynamisches Netzmodell wird in mehreren Schritten aufgebaut, wie dies anhand von Fig. 2 gezeigt wird. In einem ersten Schritt wird die Topologie des realen Verteilnetzes möglichst exakt in einem statischen Modell erfasst. Dabei werden die Kabeltypen, die Kabeldistanzen zwischen den Sammelschienen, die Primärtechnik wie Schutz und Transformatoren sowie die Erzeuger und Verbraucher des Verteilnetzes erfasst. Diese Informationen werden den technischen Dokumentationen des zuständigen Energieversorgungsunternehmens (EVU) entnommen. Um das Modell zu verifizieren, werden Spannungs- und Strommessungen an verschiedenen Punkten des Netzes durchgeführt und mit dem Modell verglichen.

Parallel zum Aufbau des statischen Modells werden Dynamikmodelle der geregelten Netzkomponenten erstellt. Darunter fallen beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT), Einzelstrangregler (ESR) und Wechselrichter (WR). Diese Modelle werden mit den gleichen Funktionen und Eigenschaften ausgestattet wie sie die in den Verteilnetzen eingesetzten Geräte besitzen. Nach der Fertigstellung des statischen Netzmodells sowie den Dynamikmodellen der geregelten Komponenten, werden die beiden Teile zusammengefügt. Dadurch entsteht ein dynamisches Netzmodell, welches Untersuchungen des transienten Verhaltens ermöglicht.

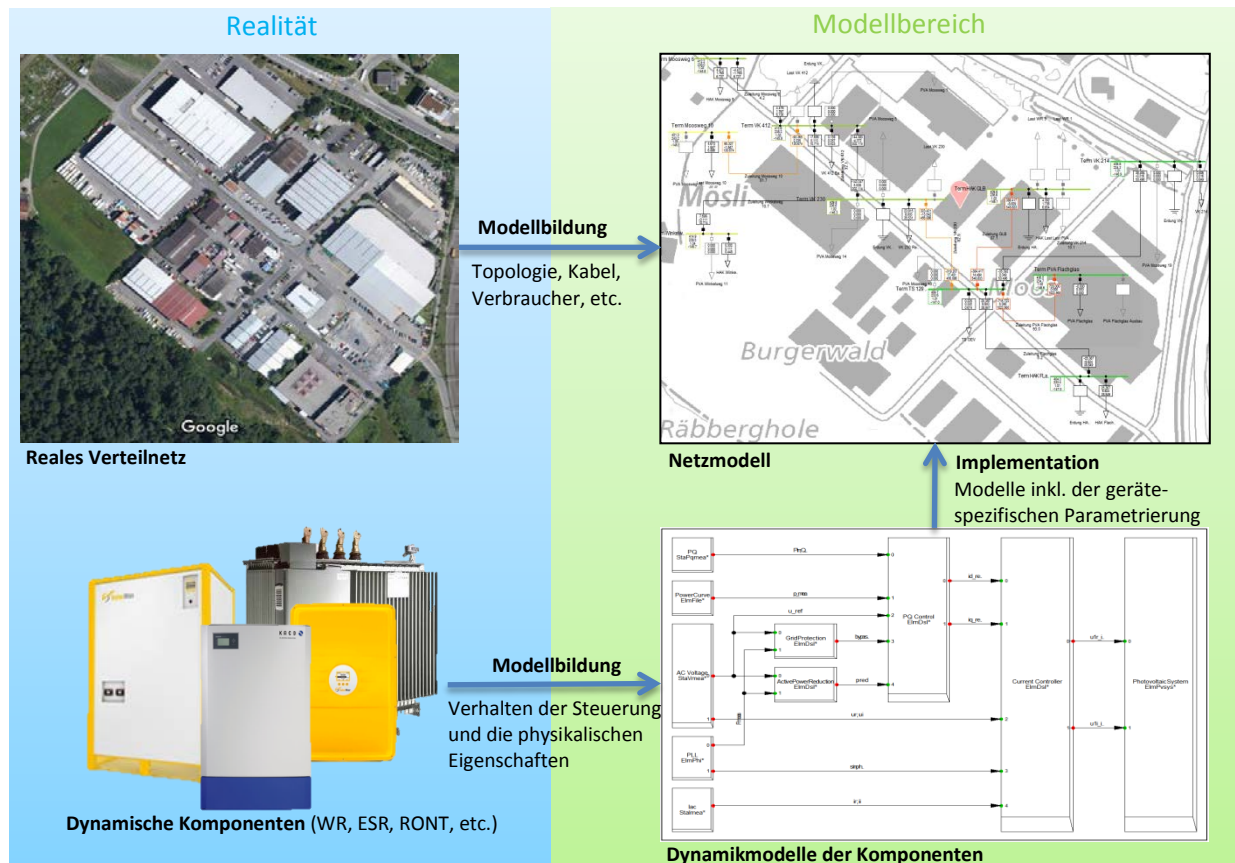


Fig. 2: Grundlegender Aufbau eines dynamischen Netzmodells

Anhand von Fig. 3 wird verdeutlicht, wie die Verknüpfung des statischen Netzmodells mit den dynamischen Netzkomponenten umgesetzt wird. In Fig. 3 wird die Topologie einer Photovoltaikanlage (PVA) gezeigt. Die orange markierte Sammelschiene stellt die Verbindung zum statischen Netzmodell dar. An dieser angeschlossen sind sowohl die Zuleitung der Anlage (in Fig. 3 nicht erkennbar) sowie die PVA selbst. Grün sind die WR-Modelle markiert. Diesen sind jeweils die erstellten Reglerstrukturen zugewiesen. Diese sind in Anhang A beschrieben. Die in Fig. 3 abgebildete Anlage besteht somit aus acht individuell agierenden Reglern, so wie dies in der Realität der Fall ist.

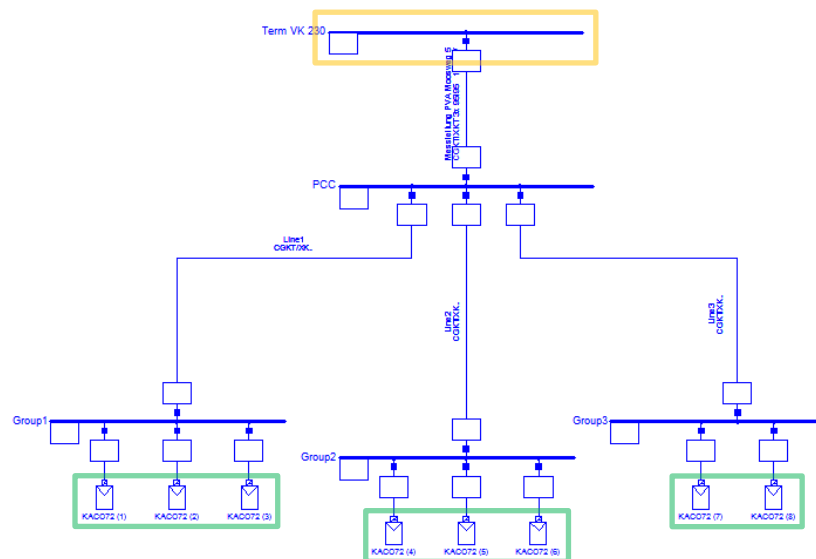


Fig. 3: Implementation der Dynamikmodelle der im Netz eingebauten Wechselrichter

### 3.3 Dynamikmodell des Wechselrichters

Die detaillierte Beschreibung der Modelle ist im Bericht zum Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ zu finden [1]. In diesem Kapitel wird lediglich auf die an den Modellen vorgenommenen Anpassungen und Verbesserungen eingegangen.

#### 3.3.1 RMS-Dynamikmodell

In den folgenden Untersuchungen wurden für die Abbildung der Wechselrichter jeweils das gleiche Modell und die gleichen Parametersätze verwendet. Die Struktur des WR-Modells aus dem Arbeitspaket WP4 wurde für die Realisierung der Dynamikmodelle des Arbeitspakets WP5 angepasst, um dem effektiven Aufbau des WR noch exakter zu entsprechen. Anders als bei den vorangegangenen Modellen wird dem PVA-Element (ElmPvsys-Objekt in PF) die komplexe Spannung übergeben. Dadurch ist es möglich, die Vorsteuerung (Voltage Feed Forward) in das Modell zu implementieren. Diese Änderung bedingt ebenfalls eine Anpassung des Stromreglers, welcher nun nachfolgend als Leistungsregler agiert. Das angepasste Blockschaltbild ist in Fig. 4 erkennbar.

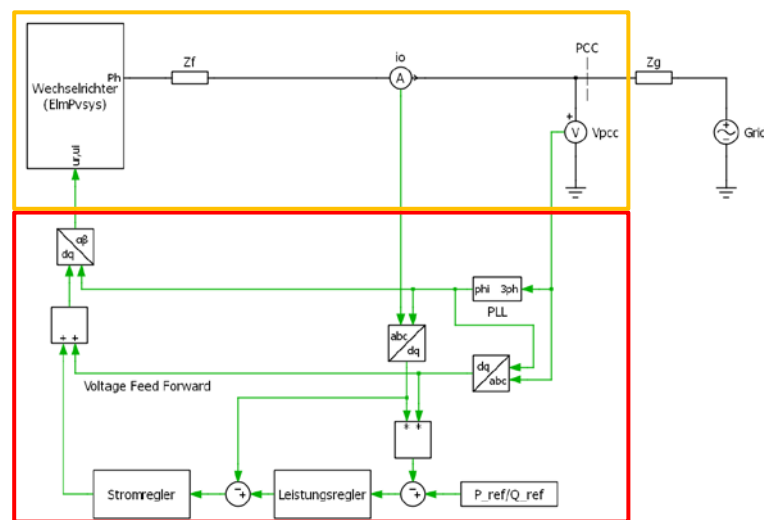


Fig. 4: Struktur des Leistungs- und Regelkreises des RMS-Modells

Die Regler sind jeweils für die Wirk- und Blindleistung parallel aufgebaut. Daher ist zu beachten, dass die Signalleitungen in Fig. 4 Vektorgrössen führen, was die Vereinfachung der Darstellung erlaubt. Am Ausgang des WR-Modells (PCC) werden der Ausgangsstrom sowie die Netzspannung gemessen. Diese Grössen werden gemessen und dem Blockmodell des Reglers übergeben. Anschliessend wird die Einspeiseleistung berechnet. Diese Rückführgrösse wird mit der Sollleistungsvorgabe verglichen und die Regelabweichung dem Leistungsregler übergeben. Die Reglerausgangsgrösse ist die Stromvorgabe für den nachfolgenden Stromregler. Dieser vergleicht die Stromvorgabe mit dem gemessenen Strom am Ausgang des WR und liefert als Reglerausgangsgrösse die Spannungsvorgabe für den WR. Zu dieser Spannung wird über die Vorsteuerung (Voltage Feed Forward) die gemessene WR-Ausgangsspannung addiert. Die Spannung wird schlussendlich noch in die komplexe Spannung zurücktransformiert und die Werte dem PVA-Element (ElmPvsys-Objekt) übergeben.

### 3.4 Dynamikmodelle der Spannungsregler

In diesem Kapitel werden die Anpassungen der Spannungsregler gegenüber dem Arbeitspaket WP4 erläutert. Ausführliche Informationen finden sich im Bericht zum Arbeitspaket WP4 [1].

#### 3.4.1 Schneider Electric – Minera SGrid

Das RONT-Modell aus dem Arbeitspaket WP4 wurde an die spezifischen Eigenschaften des Minera SGrid von Schneider Electric angepasst. Hierzu wurden die nachfolgenden Erweiterungen implementiert:

- Wenn die Totbandgrenze unter- oder überschritten wird, aktiviert der RONT eine Schaltsequenz nach einer Verzögerung  $T_{A1}$  um die Spannung zu erhöhen oder zu verringern. Falls die Spannung nach der ersten Umschaltung immer noch ausserhalb der Totbandgrenze liegt, wird nach einer Verzögerung  $T_{A2}$  eine weitere Schaltsequenz aktiviert<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Weiterführende Informationen finden sich in „Inbetriebnahme- und Bedienungsanleitung“ S. 20 [12].

- Der Strom, welcher durch den RONT fließt, wird gemessen. Wird dem RONT die Leitungsimpedanz als Parameter übergeben, so wird der Spannungsabfall oder der Spannungsanstieg am Ende der Leitung berechnet. Dadurch kann die Spannung am Ende der Leitung geregelt werden, ohne dass die Spannung an diesem Punkt gemessen wird<sup>2</sup>.
- Die Spannungsmessung des RONT kann an einen beliebigen Punkt des Netzes verschoben werden. Dadurch wird nicht mehr die Spannung am Ausgang des RONT geregelt, sondern beispielsweise die Spannung an einem Punkt mit geringer Kurzschlussleistung<sup>3</sup>.

### 3.4.2 a-eberle – LVRSys

Das Modell des a-eberle – LVRSys wurde unverändert aus dem Arbeitspaket WP4 übernommen und in das Dynamikmodell implementiert.

---

<sup>2</sup> Weiterführende Informationen finden sich in „Inbetriebnahme- und Bedienungsanleitung“ S.21ff [12].

<sup>3</sup> Weiterführende Informationen finden sich in „Inbetriebnahme- und Bedienungsanleitung“ S.19 [12].

## 4 Auswahl der Netze

Eine Auswahl aus den sechs im Arbeitspaket WP2 ausgemessenen Netzen wird mit den dynamischen Modellen aus dem Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ ergänzt. Damit soll die Überblickbarkeit gewahrt und ein effizienter Nutzen der vorhandenen Ressourcen erreicht werden. Es werden jedoch die Fragestellungen aller Partner berücksichtigt.

## 4.1 Auswahlkriterien

Die Netzmodelle wurden anhand der folgenden Kriterien ausgewählt:

- Die Validierung der Grundschwingungsdaten im Bereich der statischen Modellierung muss erfolgreich sein.
- Die Netztopologie beinhaltet Knotenpunkte, an welchen sowohl Last wie auch Erzeugung angeschlossen sind, und dies möglichst nicht direkt an der Trafostation.
- Mindestens zehn Prozent der verbrauchten Energie soll durch die Produktion gedeckt werden können (Produktionsfaktor  $> 0.1$ ).
- Eine der installierten PVA soll steuerbar sein oder das Potenzial aufweisen, in Zukunft steuerbar betrieben zu werden.
- Nebst der PVA ist es wünschenswert, dass ein oder mehrere Netzelemente zur Spannungsregelung im NS-Netz eingebaut sind oder das Potenzial besteht, diese künftig einzubauen.
- Der Aufbau des Netzes und der Modellierungsgrad sollen so gestaltet sein, dass Aussagen aufgrund der gewählten Netze verallgemeinert werden können.

## 4.2 Gewählte Netze

Aufgrund der oben beschriebenen Kriterien wurden die folgenden drei Netze für die Untersuchung des dynamischen Verhaltens ausgewählt:

- Ländliches Netzgebiet
- Industriegebiet #2 – Messung #2
- PV-Kraftwerk

Alle drei Netze konnten erfolgreich validiert werden und weisen einen Produktionsfaktor  $> 0.1$  auf. Bei allen drei Netzen ist der Modellierungsgrad hoch. Das heisst, die wichtigsten Lasten sind bis zum Hausanschlusskasten bekannt und mit Messdaten oder örtlich korrekt platzierten Summenlasten abgebildet.

#### 4.2.1 Ländliches Netzgebiet

Im ländlichen Netzgebiet (Fig. 5) sind zwei PVA installiert, die mit fünf, respektive drei Wechselrichtern realisiert wurden. Beide Anlagen sind parallel zu Verbraucheranlagen an einem separaten Netzknoten angeschlossen. Das Netz weist eine tiefe Kurzschlussleistung auf (Kapitel 4.3). Zur Spannungshaltung ist alternativ zum Netzausbau ein Einzelstrangregler (ESR) installiert worden. Eine Spannungsregelung durch die Wechselrichter wäre theoretisch eine weitere Alternative. Diese kann anhand des Modells untersucht werden.

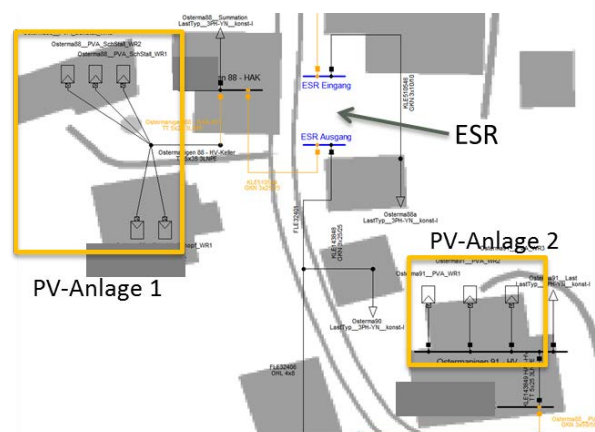


Fig. 5: Schema des Niederspannungsnetzes im ländlichen Gebiet

### 4.2.2 Industriegebiet

Da das Industriegebiet #2 – Messung #2 das einzige Industriegebiet ist, welches in diesem Dokument untersucht wird, kann dies mit der gekürzten Bezeichnung Industriegebiet betitelt werden. Dieses Netzgebiet (Fig. 6) beinhaltet in der aktuellen Konfiguration drei PVA mit 450 kWp, 650 kWp und 100 kWp. Die 650-kWp-Anlage ist bereits steuerbar. Die kleinste Anlage ist an einem von der TS entfernten Knoten installiert. Die Trafostation ist mit zwei parallelbetriebenen RONT ausgestattet. Alle PV-Anlagen sind parallel zu Verbrauchern geschaltet. Das gesamte Niederspannungsnetz verfügt über die Möglichkeit, mit weiteren PVA ergänzt zu werden.

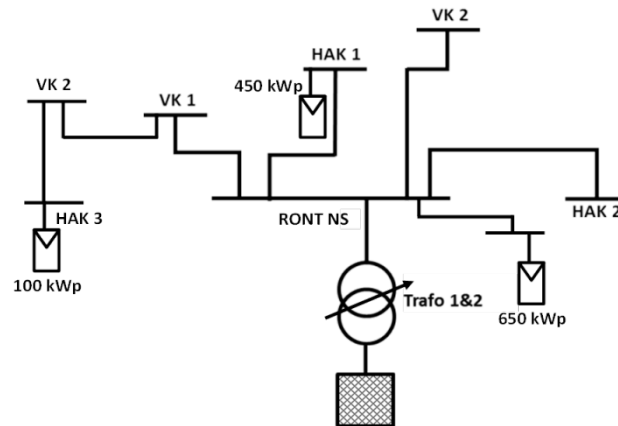


Fig. 6: Schema des Industriegebiets

### 4.2.3 PV-Kraftwerk

Das PV-Kraftwerk (Fig. 7) ist ein Niederspannungsnetz mit zwei 1-MWp-PVA. Diese sind parallel an dieselbe Trafostation angeschlossen. Parallel dazu sind verschiedene Industrielasten installiert. Weitere Lasten sind über direkt benachbarte Transformatoren-Paare versorgt. Die Anlagen sollen in naher Zukunft steuerbar sein.

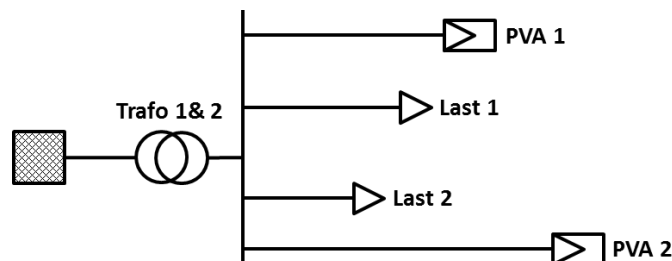


Fig. 7: Schema Teilbereich des Niederspannungsnetzes des PV-Kraftwerks

## 4.3 Vergleich der Kurzschlussleistungen an den relevanten Anschlussknoten

Die Kurzschlussleistung ist ein wichtiges Indiz für die Beeinflussung der Spannung durch die PV-Anlagen, weshalb im Folgenden die Kurzschlussleistungen an den relevanten Knoten beschrieben werden. Hierbei liefern die PV-Anlagen stets keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung.

In Fig. 8 sind die durch Simulationen berechneten Kurzschlussleistungen der drei NS-Netze erkennbar. Auffallend ist, dass im ländlichen Gebiet die Kurzschlussleistung mit 55 MVA bereits auf der MS-Seite tief ist. Bei einer Kurzschlussleistung  $< 100$  MVA auf der MS-Seite spricht man von einem schwachen Netz. Somit resultieren in diesem Netz Kurzschlussleistungen von bis zu 0.84 MVA an den schlecht angebundenen Knoten. In den anderen beiden Netzen liegt die Kurzschlussleistung auf der MS-Seite auf 225 bis 250 MVA, womit an den Anschlusspunkten der PV-Anlagen Kurzschlussleistungen von 8 bis 20 MVA verzeichnet werden. Abgesehen vom ländlichen Gebiet resultiert nur im Industriegebiet an einem weit entfernten Knoten eine kleine Kurzschlussleistung von 2.7 MVA. Im Niederspannungsnetz spricht man bei einer Kurzschlussleistung von  $\leq 5$  MVA von einem schwach angebundenen Anschlusspunkt.

Abschliessend kann gesagt werden, dass die Anschlusspunkte im ländlichen Gebiet eine niedrige Kurzschlussleistung und jene beim Industriegebiet und PV-Kraftwerk eine hohe Kurzschlussleistung aufweisen.

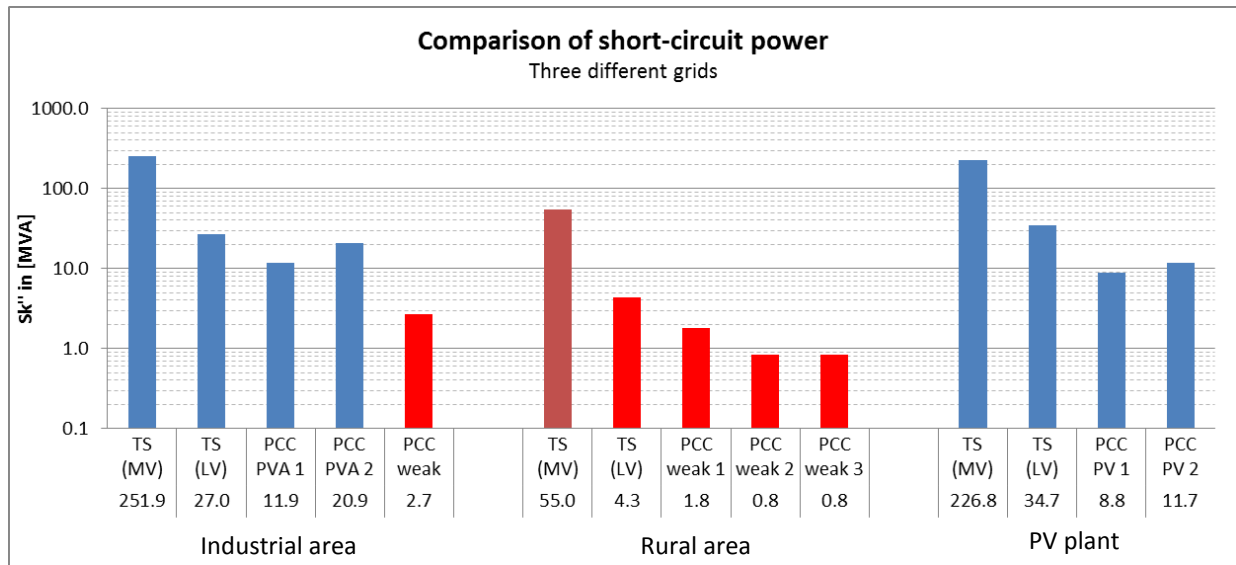


Fig. 8: Vergleich der Kurzschlussleistungen an unterschiedlichen Knoten der drei NS-Netze (dunkelrot: schwaches MS-Netz, hellrot: schlecht angebundene Knoten, blau: gut angebundene Knoten)



## 5 Definition der Szenarien

### 5.1 Untersuchungsfälle des dynamischen Modells

Für die Untersuchung verschiedener Netzsituationen wurden vier unterschiedliche Untersuchungsfälle in die erstellten Dynamikmodelle implementiert. Dabei werden unterschiedliche Betriebszustände der WR und Spannungsregler miteinander verglichen, um die Vor- beziehungsweise Nachteile aufzuzeigen. Basierend auf diesen Erkenntnissen sollen allgemeingültige Massnahmen definiert werden.

In erster Linie geht es darum zu zeigen, dass die Dynamikmodelle auch komplexere Funktionalitäten erfüllen können, beispielsweise die Q(u)-Regelung. Für die Untersuchungen sind die komplexen Schutzfunktionen (FRT) aus den Richtlinien für Energieerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von 1MVA im Mittelspannungsnetz [2] verwendet worden, obwohl diese für Anlagen im Niederspannungsnetz nicht gefordert sind.

#### 5.1.1 10-min-PV-Charakteristik

In diesem Untersuchungsfall wird den Dynamikmodellen der WR eine Einstrahlungscharakteristik übergeben, welche starke Leistungsschwankung aufweist (Fig. 9)<sup>4</sup>. Die Charakteristik entspricht einem Tag mit schnell vorüberziehenden Wolken, welche immer wieder die Sonne verdecken. Es wird dabei angenommen, dass alle PVA eines Netzmodells die gleiche Einstrahlungscharakteristik aufweisen. Die Einspeiseleistung der WR weist folglich die gleichen Schwankungen auf. Diese übertragen sich im Verhältnis zur Kurzschlussleistung am Einspeisepunkt auf die Netzspannung. Anhand dieser Spannungsschwankungen kann untersucht werden, wie sich die im Netz verbauten Spannungsregler (RONT oder ESR) verhalten. Ebenfalls ein wichtiger Aspekt der Untersuchung ist das Verhalten der dynamischen Netzstützungsfunktionen, welche die WR zur Verfügung stellen.

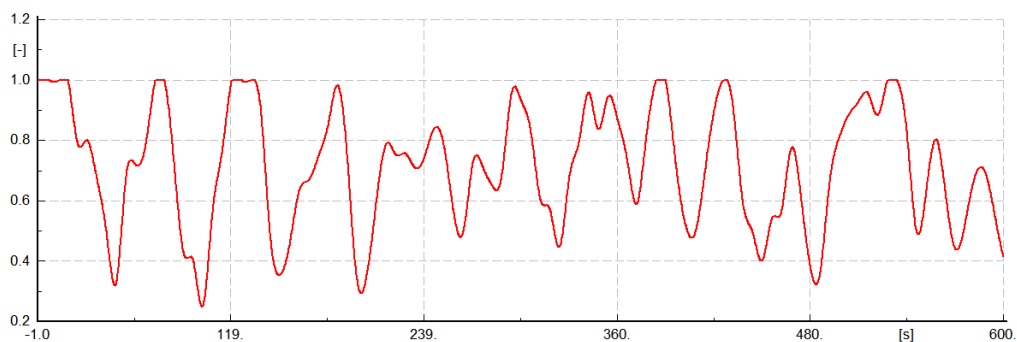


Fig. 9: Einstrahlungscharakteristik mit starken Schwankungen

#### 5.1.2 Ausfall mehrerer PVA

Ein Ausfall einer oder mehrerer PVA bewirkt abhängig von der momentanen Einstrahlungssituation teilweise einen nicht unerheblichen Leistungseinbruch. Um die Folgen eines derartigen Einbruchs untersuchen zu können, werden in den Dynamikmodellen im Verlaufe der Simulation mehrere PVA vom Netz getrennt und die Auswirkung auf die Netzspannung sowie die Spannungsregler untersucht. Zudem wird verglichen, wie die verschiedenen dynamischen Netzstützungsfunktionen der WR auf den Ausfall reagieren.

#### 5.1.3 Q(U)-Funktion und Spannungsregler

Die Spannungsregler (RONT und ESR) werden in den Stromnetzen eingesetzt, um die Spannung möglichst stabil zu halten. Je nach Reaktionszeit und Spannungsmesspunkt des Spannungsreglers können gewisse Schwankungen nur schlecht geregelt werden. Um dem entgegenzuwirken kann die Q(U)-Funktion des WR eingesetzt werden. Dieser Untersuchungsfall vergleicht verschiedene Netzkonfigurationen, um die zielführende Massnahme je nach Situation aufzuzeigen. Dafür wird die Spannung am Referenzpunkt (Mittelspannung) stufenweise nach oben und wieder nach unten gesetzt (Fig. 10). Mit den Stufen sollen schnelle Spannungsänderungen bei Schaltvorgängen realitätsnahe abgebildet werden. Bei einem solchen Szenario besteht das Problem, dass die Spannung an entfernten Punkten bei Anhebung der Mittelspannung durch die lokalen PVA an die Spannungsgrenze gehoben wird und diese dann ausschalten. Ist die Mittelspannung tief, sind die Anlagen (vor allem Lasten) nahe an der Trafostation gefährdet, da

<sup>4</sup> Diese Charakteristik wurde mit der MATLAB-Datei generiert. Das MATLAB-Skript ist auf Anfrage verfügbar.

bei konstanter Leistung der Strom ansteigt. Dies hat auch eine Zusatzbelastung der Übertragungselemente zur Folge.

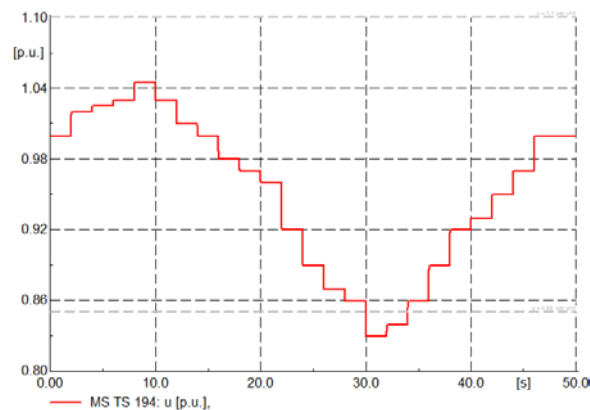


Fig. 10: Vorgabe des Spannungsverlaufs an der TS des PV-Kraftwerks (NS-seitig) mit und ohne Q(U)-Regelung der Wechselrichter

### 5.1.4 Schutzversager

Zeitweise treten im Mittelspannungsnetz Lichtbogen auf, welche mittels der Distanzschutzgeräte automatisch gelöscht werden. Diese Massnahme führt zum kurzzeitigen moderaten Spannungseinbruch. Tritt bei der Lichtbogenerkennung ein Fehler auf, so dass weitere Schutzgeräte reagieren, kommt es zur Überkompensation des Fehlers und es entsteht ein erheblicher Spannungseinbruch (Fig. 11) [1]<sup>5</sup>, welcher sich auch auf die Niederspannungsebene auswirkt. Um zu untersuchen, wie die Dynamikmodelle auf einen solchen Fehler reagieren, werden auf der Mittelspannungsebene zwei charakteristische Spannungseinbrüche simuliert. Anhand dieser kurzzeitigen Einbrüche wird untersucht, wie sich die WR in verschiedenen Betriebszuständen verhalten.

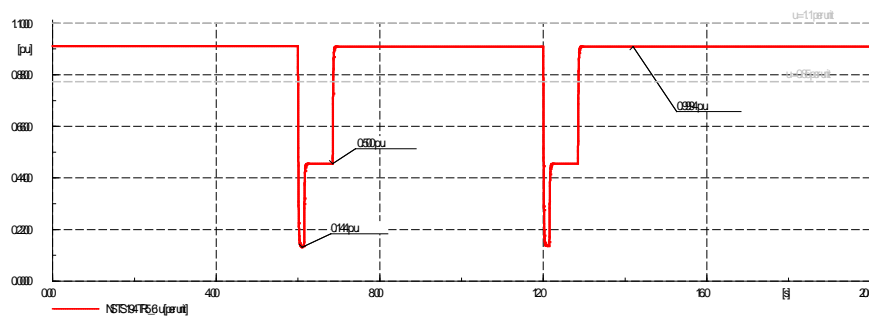


Fig. 11: Schutzversager im MS-Netz mit Darstellung der Spannung auf der NS-Seite beim PV-Kraftwerk

<sup>5</sup> Der vorgegebene Spannungsverlauf wird zum Test von Erzeugungsanlagen gemäss den Branchenempfehlungen für Mittelspannungsanlagen verwendet. Zum Beispiel [2]

## 6 Resultate der Szenarien

### 6.1 Aktive Leistungsreduktion der PV-Anlage durch das EVU

Anhand von Untersuchung am Modell kann gezeigt werden, dass die aktive Wirkleistungssteuerung von PVA zur Stabilisierung der Sammelschienenspannungen nur bedingt sinnvoll ist. Es konnte festgestellt werden, dass die Kurzschlussleistung an der Verteilkabine (VK) der PVA eine entscheidende Rolle spielt. Ist die Zuleitung bis zum Ortsnetztransformator (ONT) kurz und die Kurzschlussleistung dementsprechend hoch, hat die PVA auf das Spannungsniveau des Niederspannungsnetzes nur einen geringen Einfluss. Somit können schlecht angebundene Knoten im Netz nicht durch gut angebunden PV-Anlagen bei der Spannungshaltung unterstützt werden. Es folgt daraus, dass die Wirkleistungssteuerung von PVA, welche an einer VK mit hoher Kurzschlussleistung angeschlossen sind, keinen nennenswerten Unterschied bewirken kann und dadurch bei Reduktion der Wirkleistung lediglich eine Ertragseinbuße verursacht wird. Dies ist am Beispiel des Industriegebietes gut zu erkennen (Fig. 12). Hier können bei der 650-kWp-PVA lediglich 0.16 Prozent der Spannung nach unten geregelt werden, wenn die gesamte Wirkleistung der Anlage reduziert wird.

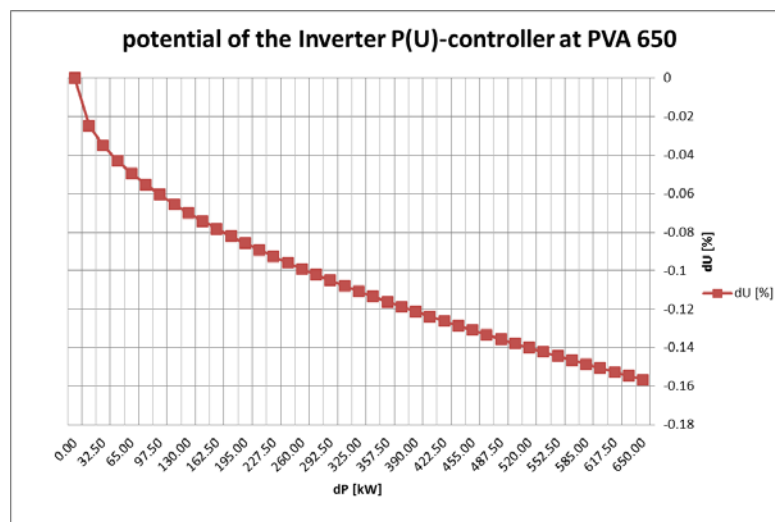


Fig. 12: Potential für eine 100-%-Wirkleistungsregelung einer 650-kWp-PVA im Industriegebiet

Anders verhält sich die Situation bei einer PVA, welche an einer VK mit einer kleinen Kurzschlussleistung angeschlossen ist und somit über tendenziell lange Zuleitungen vom VK bis zum ONT verfügt. Diese PVA beeinflusst das Spannungsniveau bei hoher Einspeiseleistung stark. Daraus folgt, dass mit der Wirkleistungsreduktion dieser PVA dementsprechend eine Spannungsabsenkung an den benachbarten und auch schwach angebundenen Punkten erzielt werden kann. Bei der PVA 2 im ländlichen Gebiet hat dies beispielsweise zur Folge, dass die Spannung bei Reduktion der Wirkleistung um bis zu drei Prozent abgesenkt werden kann.

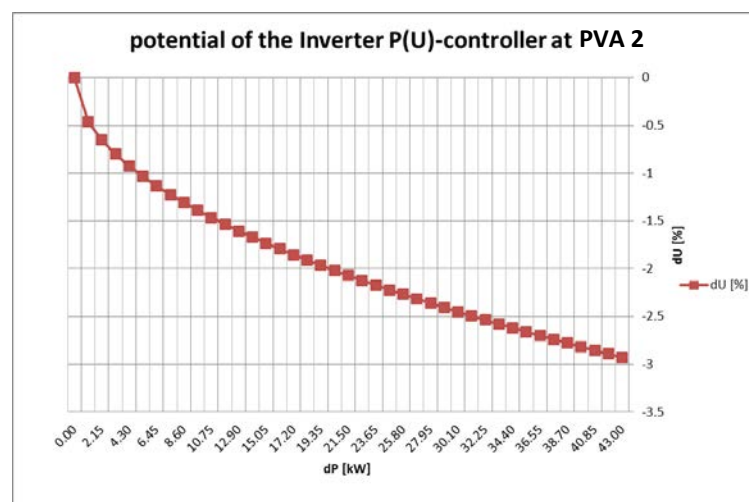


Fig. 13: Potential für eine 100-%-Wirkleistungsregelung einer 43-kWp-PVA im ländlichen Gebiet

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die aktive Wirkleistungsabsenkung durch das EVU nur sinnvoll ist, wenn jene PVA geregelt werden, welche die Spannungsanhebung direkt verursachen. Die übermässige Spannungsanhebung tritt jedoch nur bei einer PVA auf, welche an einer VK mit einer im Verhältnis zur Einspeiseleistung kleinen Kurzschlussleistung angeschlossen ist. Werden die Anlagen nach den Vorgaben der TR DACHCZ installiert, sind demzufolge eine generelle Anbindung der PVA an die Leitstelle des EVU und eine generelle Wirkleistungsregelung nicht notwendig.

## 6.2 Ausfall mehrerer PVA

Die Auswirkungen bei einem Ausfall der PV-Anlagen und die Reaktion der umliegenden Niederspannungsregler sind stark von der Kurzschlussleistung abhängig. Im Industrienetz ist ein Ausfall von rund 400 kWp lokal (am Ende der Leitung) in der Form eines Spannungsabfalls von 4 % messbar, jedoch im restlichen Teil des Netzes nicht bemerkbar. Bei kleinerer Kurzschlussleistung, beispielsweise im ländlichen Gebiet, wird die Spannung des gesamten Netzes um rund 3 % abgesenkt, wenn rund 100 kWp wegfallen. Das PV-Kraftwerk verfügt über eine gute Netzanbindung, jedoch fallen beim Ausschalten beider Anlagen rund 1.6 MW weg. Dies führt zu einem Spannungsabfall von knapp 2.5 % am Trafo und an den Anschlussknoten der PVA (Fig. 14, rote Kurve).

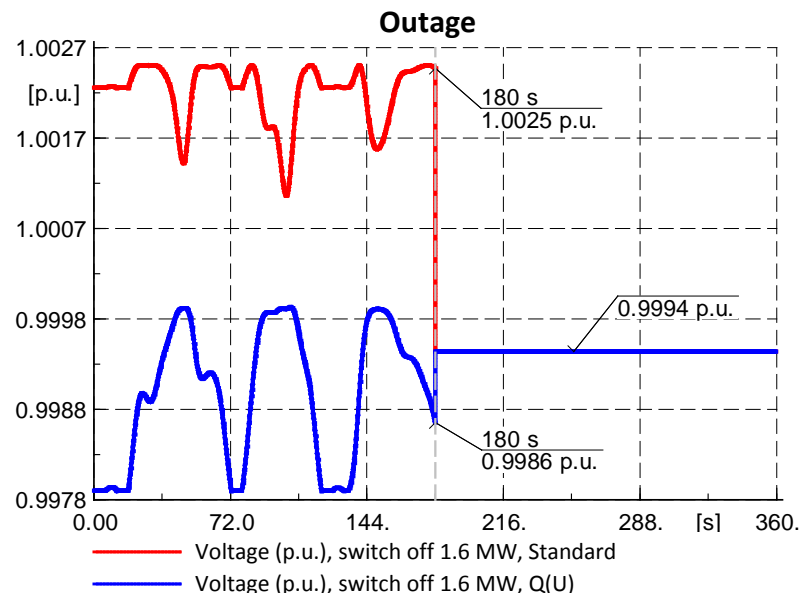


Fig. 14: Spannungsverlauf NS-Seite der TS bei Ausfall der PV-Einspeisung von 1.6 MW beim PV-Kraftwerk

Die Q(U)-Regelung der Anlagen (umliegende und vom Ausfall betroffene) kann den Spannungseinbruch im ländlichen Gebiet um knapp ein Prozent reduzieren. In Netzen mit höherer Kurzschlussleistung ist der Einfluss sehr klein. Betrachtet man die Spannung beim PV-Kraftwerk (Fig. 14, blaue Kurve), steigt die Spannung an der Trafostation nach Ausschaltung der Wechselrichter mit aktiver Q(U)-Regelung sogar. Dies geschieht weil die Regler auf die Spannung an ihrer Anschlussstelle individuell regeln und so vor dem Ausfall die Spannung an der Trafostation gemeinsam absenken.

Durch die meist zentrale Platzierung der Niederspannungsregler (RONT, ESR) werden diese nur aktiv, wenn der Leistungsausfall eine Auswirkung auf das Spannungslevel des gesamten Netzes hat. Die Schaltung eines NS-Spannungsreglers wirkt zwar etwas verzögert, hat dafür eine grössere Wirkung. Dies wird in Kapitel 6.3 vertieft betrachtet. Wird eine Kombination von Q(U)-geregelten WR und NS-Reglern verwendet, wirkt die Q(U)-Regelung zwar schnell aber nur auf die lokale Spannung. Der NS-Regler wird erst aktiv, sobald das ganze Netz beeinflusst wird.

## 6.3 Q(U)-Funktion und Spannungsregler

### 6.3.1 Q(U)-Funktion bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz

Die Spannung auf der Mittelspannungsebene ist nach Fig. 10, rote Standard Kurve vorgegeben. Wird nur die Q(U)-Regelung betrachtet, kann folgendes festgestellt werden: Ist die zur Verfügung stehende Regelleistung gross und auf die relevanten Knoten konzentriert, wie dies beim PV-Kraftwerk der Fall ist, kann die Spannung innerhalb der Normgrenzen gehalten werden (Fig. 15, blaue Kurve → PVA 2; Fig. 10, blaue Kurve → TS). Dies sowohl bei Über- als

auch bei Unterspannung. Ist die Einspeiseleistung gross, aber über verschiedene Anschlussstellen verteilt (Industriegebiet), agiert auch die Q(U)-Regelung individuell und eine Einhaltung der Grenzen ist im vorliegenden Beispiel an entfernten Knoten nur knapp möglich (Fig. 18, hellgrün). Dies ist der Fall, da die Anlagen nahe an der Trafostation die Spannung dennoch anheben und jene Anlagen, welche sich entfernt von der TS befinden, eine zu kleine Regelleistung aufweisen, um die Spannung nach unten oder oben zu korrigieren. Befinden sich die Wechselrichter zwar konzentriert am relevanten Netzknoten, ist jedoch die Kurzschlussleistung klein, dann ist die zusätzliche Spannungsanhebung durch die Wirkleistung der PVA bei bereits hohem Spannungslevel zu gross, um die Überschreitung mit dem zur Verfügung stehenden Blindleistungsanteil zu kompensieren (Fig. 16, hellgrün und grün).

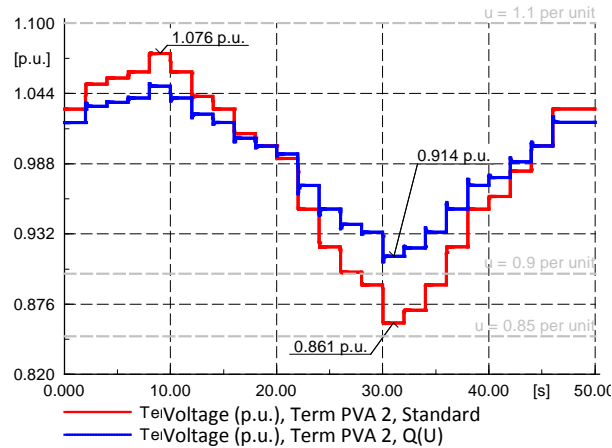


Fig. 15: Spannungsverlauf am Anschlusspunkt der PVA 2 beim PV-Kraftwerk

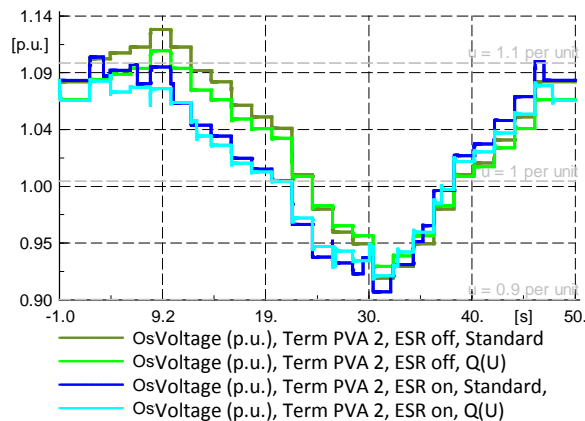


Fig. 16: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von ESR und Q(U)-Funktion am Anschlusspunkt der PVA 2 im ländlichen Gebiet

### 6.3.2 Spannungsregler bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz

Im Industriegebiet und im ländlichen Netz werden jeweils Niederspannungsregler (RONT, ESR) eingesetzt. Diese sind zentral (TS oder zentrale VK) in der Netztopologie integriert und regeln die Spannung an Ihrem Anschlusspunkt (ausgangsseitig). Werden in Fig. 16, Fig. 17 und Fig. 18 jeweils die blauen und hellblauen Kurven betrachtet, ist zu erkennen, dass die Spannung sowohl bei starker Anhebung wie bei starkem Einbruch innerhalb der Norm von +10 %/-15 % gehalten werden kann. Und zwar im gesamten Netz und nicht nur am Anschlusspunkt des Niederspannungsreglers.

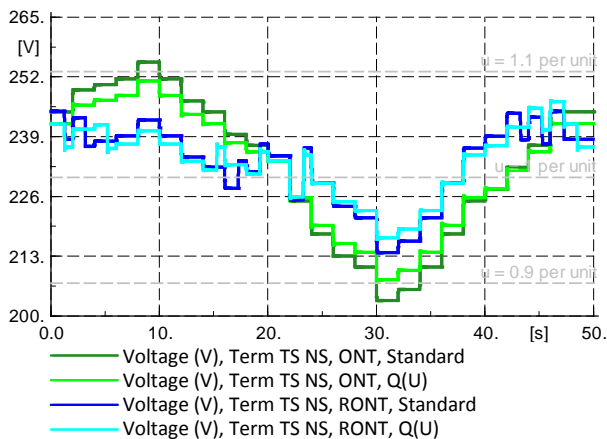


Fig. 17: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion auf der NS-Seite der RONT im Industriegebiet

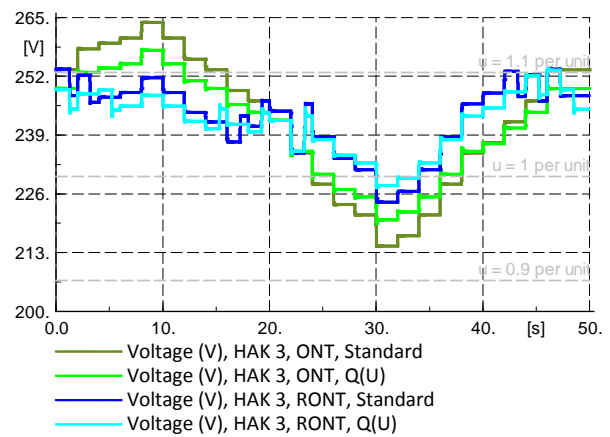


Fig. 18: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion am HAK 3 nach Fig. 6 im Industriegebiet

### 6.3.3 Belastung der Netzelemente bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz

Ist die Q(U)-Regelung inaktiv, hat die PVA das Ziel eine konstante Leistung einzuspeisen. Das bedeutet, je tiefer die Spannung, desto höher der Strom und je höher die Spannung desto tiefer der Strom. Das bedeutet, dass bei tiefer Spannung auch die Betriebselemente (Leitungen und Transformatoren) stärker belastet werden. In Fig. 19 ist dies anhand des Industriegebietes erkennbar. Die Auslastung des Netzes wird mit einem zusätzlichen PV-Ausbau der Dachflächen im gesamten Netz von 20 % des maximal möglichen Ausbaus untersucht. Befindet sich die Spannung über dem oder im Bereich der Nennspannung (bis 22 s, Fig. 19), ist die Auslastung des Transformators bei ausgeschalteter Q(U)-Regelung und ohne automatische Stufensteller bei den Transformatoren noch unterhalb von 120 % (olivgrün, Fig. 19). Sinkt die Spannung ab, steigt die Auslastung des Transformators bei allen Szenarien auf 130 % oder höher. Durch die zusätzliche Blindleistung der Q(U)-Regelung (hellblau und hellgrün) wird die Auslastung der Transformatoren auch bei hoher Spannung auf fast 120 % angehoben. Auch bei tiefer Spannung kann keine Entlastung erreicht werden.

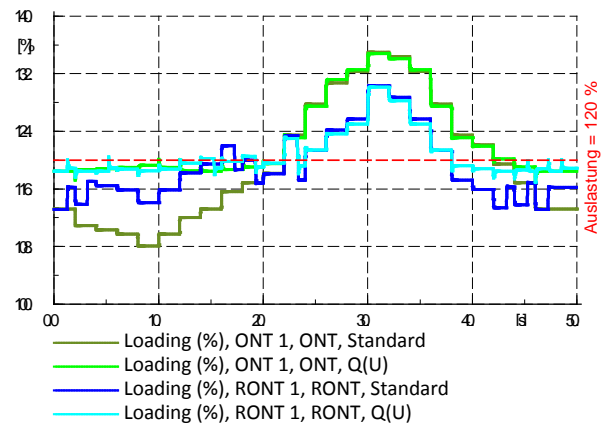
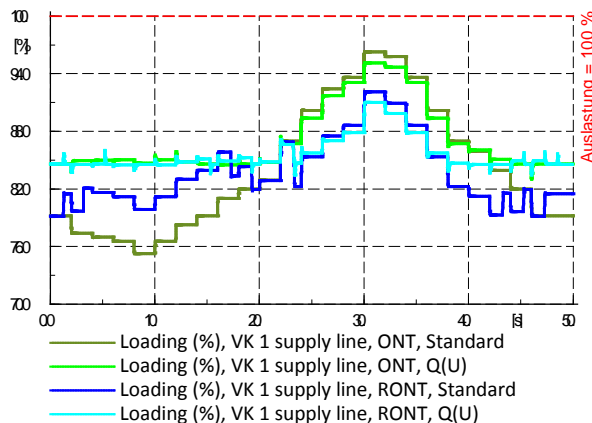


Fig. 19: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Betrachtung der Auslastung der kritischen Komponenten (RONT und Hauptzuleitung) im Industriegebiet

### 6.4 Schutzversager

Bei den Untersuchungen mit Schutzversager (Kapitel 5.1.4) reagieren alle Netze gleich. Ein so starker Spannungseinbruch in einer höheren Netzebene kann durch die Wechselrichter mit FRT-Schutzfunktion im Niederspannungsnetz nicht kompensiert werden. Das bedeutet, dass sich alle Lasten und Erzeuger, die sensibel auf die Spannung reagieren, vom Netz trennen. Es kann jedoch sichergestellt werden, dass alle Wechselrichter mit FRT-Schutzfunktion am Netz bleiben und dadurch keine Ertragsverluste aufweisen. Es ist zu bedenken, dass ein Wechselrichter ohne FRT erst 2 bis 30 Minuten nach der Ausschaltung wieder zugeschaltet wird. Sind alle Wechselrichter in einem Netz mit der FRT-Funktion ausgestattet, bleibt die Spannung nach dem Einbruch auf dem

gleichen Niveau wie vor dem Einbruch, und zwar unabhängig von der Kurzschlussleistung. Allfällige Ausschaltungen von benachbarten Anlagen wurden nicht berücksichtigt.

Tritt ein Schutzversager auf, reduziert ein Wechselrichter mit FRT-Schutzfunktion die Wirkleistung auf ein Minimum (Fig. 20, grün und blau) und liefert zur Netzstützung Blindleistung (Fig. 21, grün und blau). Verfügt der Wechselrichter über keine FRT-Schutzfunktion, trennt er sich vom Netz (Fig. 20, rot). Die Spannung wird mit FRT angehoben (Fig. 22, Vergleich rot zu grün/blau). Ist der Schutzversager vorbei, ist die FRT-Funktion für einen kurzen Moment immer noch aktiv und versucht, die Spannung mit Blindleistungsbezug auf Nennwert zu halten (Fig. 21, rote Markierung).

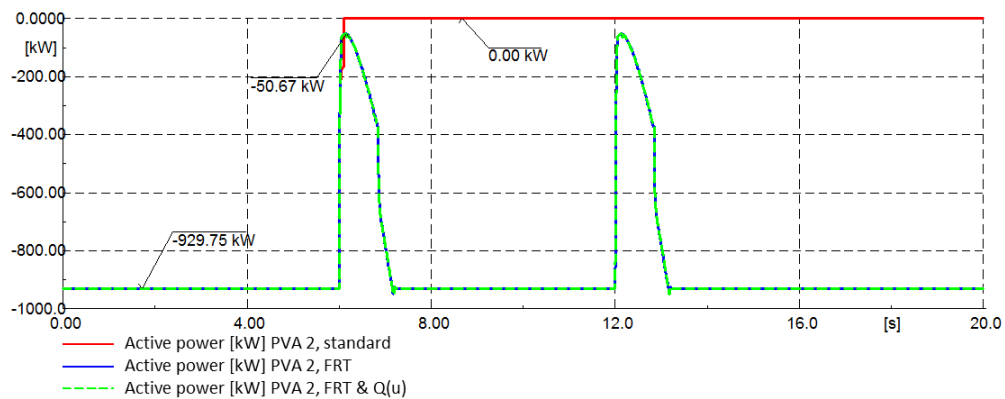


Fig. 20: Wirkleistung der PVA 2 des PV-Kraftwerks mit und ohne FRT

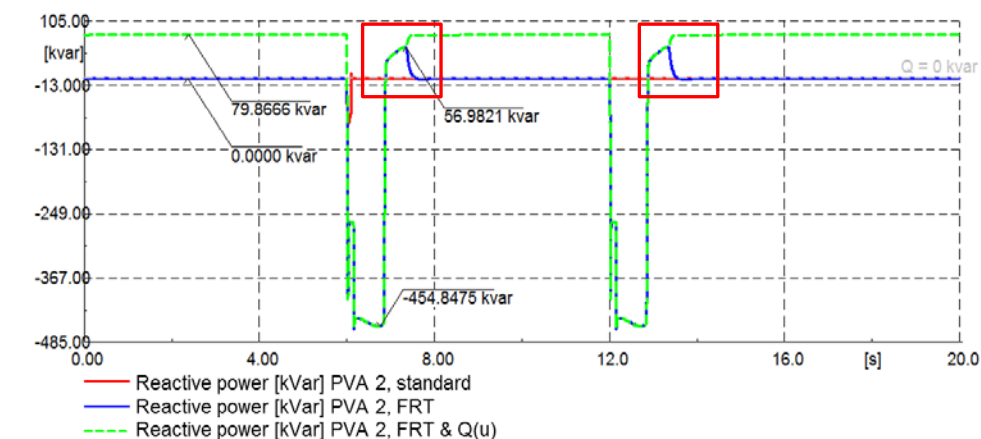


Fig. 21: Blindleistung der PVA 2 des PV-Kraftwerks mit und ohne FRT

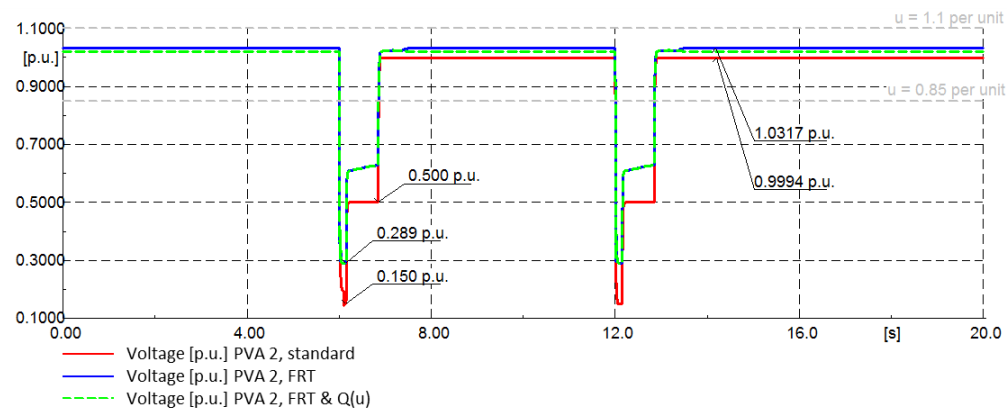


Fig. 22: Spannung bei der PVA 2 des PV-Kraftwerks mit und ohne FRT

## 6.5 Fazit der Resultate

Die erstellten Dynamikmodelle decken alle wesentlichen Funktionalitäten moderner Netzkomponenten ab. Dies beinhaltet einerseits das Regelverhalten, andererseits auch das Verhalten im Fehlerfall. Die komplexen Dynamikmodelle konnten relativ einfach in die drei ausgewählten statischen Modelle integriert werden und können zukünftig problemlos für weitere Netzstudien eingesetzt werden. Dies gilt auch für Untersuchungen in überlagerten Netzebenen.

Aus den Untersuchungen am dynamischen Modell geht hervor, dass Spannungsschwankungen, die rückwirkend aus der übergeordneten Netzebene auf die Anlagen wirken, am besten mit einer zentral platzierten Regelung aufgefangen werden können. Wird dies mit der Q(U)-Regelung einer PVA vorgenommen, ist eine hohe Regelleistung notwendig, um auch bei einer starken Spannungsänderung einen Einfluss zu nehmen. Bei kleiner Kurzschlussleistung oder einem hohen Grad der Anlagenverteilung kann mit der Q(u)-Regelung alleine die Spannung nicht an allen Anschlusspunkten wunschgemäss abgesenkt werden. Zudem belastet die zusätzliche Blindleistung durch die Wechselrichter bei Q(u)-Regelung die Betriebselemente um einige 10 %. Dies generiert entsprechende Zusatzverluste im Niederspannungsnetz. Um Spannungsüberhöhungen und -absenkungen zu korrigieren, eignen sich Spannungsregler (ESR, RONT) bestens. Die Kombination von Wechselrichtern mit Q(U)-Funktion und einem NS-Regler ist durch den geringen zusätzlichen Nutzen und die erhöhte Belastung der Betriebselemente nicht sinnvoll.

Welche Art der Regelung aus wirtschaftlichen Gründen bevorzugt werden soll, ist sorgfältig abzuwägen. Wirtschaftliche Aspekte waren nicht teil der Untersuchungen, können allerdings auf Basis der Netzanalysen im Nachgang zum Projekt durchgeführt werden.

Die FRT-Funktion kann in den untersuchten Netzen keine Stützung der Netzspannung erreichen, jedoch können die Ertragsverluste minimiert werden und die Spannung befindet sich auch nach dem Einbruch wieder auf dem Ausgangswert<sup>6</sup>.

Da die Niederspannungsnetze auf eine Belastung ohne DEA ausgelegt sind, wird auch beim Wegfall einer grösseren Leistung an PV-Produktion bei allen untersuchten Netzen das Spannungsband eingehalten wird. Ist ein Spannungsregler im Netz installiert, wird dieser aktiv, wenn der Leistungsausfall und dadurch die Spannungsänderung für das gesamte Netz relevant sind. Die Regelfunktion Q(U), ein RONT oder ESR helfen, die Spannung stabiler zu halten. Die Q(U)-Regelung konzentriert sich auf die lokalen Gegebenheiten und hat deshalb nur reduzierten Einfluss auf das gesamte Netz.

<sup>6</sup> Die Reaktion auf den Spannungseinbruch von benachbarten Lasten, (Ausschaltung, Anstieg des Strombezugs, etc.) wurde nicht berücksichtigt. Es ist zudem nur auf das vorliegende Niederspannungsnetz fokussiert worden. Das heisst die Wechselrichter die im umliegenden Mittelspannungsnetz und anderen NS-Trafokreisen installiert sind wurden nicht berücksichtigt.



## 7 Zusatzuntersuchungen am Modell

## 7.1 Industriegebiet

### 7.1.1 Ermittlung der Ausbaugrenzen für PVA

Die Lastflussberechnungen haben gezeigt, dass die Grenze für den PV-Ausbau im Industriegebiet bei zusätzlichen 25 % der noch zur Verfügung stehenden Dachflächen liegt. Es konnte festgestellt werden, dass die begrenzenden Elemente einerseits die RONT und andererseits eine Zuleitung sind. Somit kann gesagt werden, dass diese Komponenten verstärkt werden müssen, falls die Grenze von 25 % für den PV-Ausbau überschritten werden soll. Bei diesem Ausbaustand kann mittels der RONT das Spannungsniveau an den Sammelschienen des Verteilnetzes im Bereich von 1.01 bis 1.05 p.u. gehalten werden.

### 7.1.2 Spannungsregler

Anhand von Lastflussberechnungen konnte gezeigt werden, dass die RONT einen insgesamt positiven Effekt auf das Industriegebiet haben. Sowohl in der aktuellen, wie auch in der ausgebauten PV-Situation konnte festgestellt werden, dass die RONT besonders auf das Spannungsniveau der geografisch weiter entfernten Punkte einen erheblich positiven Einfluss haben. Wird bei aktueller PV-Situation und Schwachlast die Spannung ohne RONT (Transformatoren sind auf der neutralen Stufe) am weitest entfernten Knoten auf bis zu 1.09 p.u. angehoben, entsteht bereits bei einem zusätzlichen Ausbau von knapp über 15 % der möglichen Dachflächen mit einer Spannung von 1.1 p.u. eine Grenzwertverletzung. Diese Spannung wird aufgrund der gesetzten Schaltschwellen durch die RONT nach unten geregelt, obwohl die Referenzspannung direkt am Niederspannungsanschluss der RONT und nicht am besagten Knoten gemessen wird. Ab einem PV-Ausbau von 15 % der lokal noch verfügbaren Dachflächen ist der RONT eine technisch gerechtfertigte Möglichkeit, um die Spannung am Moosweg an allen Punkten innerhalb der Grenzen zu halten.

Da der Referenzknoten über eine grosse Kurzschlussleistung verfügt, wird nicht immer die optimale Stufe geschaltet. Die Spannungsbeeinflussung an diesem Messpunkt ist zu gering. Um die Spannung im gesamten Netz gleichmässiger und konstanter zu halten, könnte die Nennspannung der Niederspannungssammelschiene abgesenkt und allenfalls das Totband verschmälert werden. Eine weitere Möglichkeit wäre allenfalls auch die Auslagerung der RONT-Spannungsmessung an einen VK mit geringer Kurzschlussleistung, beispielsweise an VK 2 in Fig. 23. Diese Lösung ist aufwendiger, stellt jedoch sicher, dass ein schmaleres Spannungsband auch bei schwankenden Lastbedingungen an den weiter entfernten Punkten eingehalten wird. Dies würde jedoch zu einer grösseren Anzahl Schaltungen führen.

### 7.1.3 Vergleich von verschiedenen Spannungsmesspunkten für die RONT

Anhand des Industrienetzes wird verglichen, wie sich die beiden RONT verhalten, wenn die Spannungsmessung für die Stufenumschaltung an verschiedenen Punkten des Netzes angeschlossen wird. Zur Orientierung ist in Fig. 23 das Schema des Industriegebietes erkennbar. Die Kurzschlussleistung der VK und HAK nimmt mit zunehmender Entfernung vom RONT ab. Der Punkt mit der geringsten Kurzschlussleistung ist HAK 3.

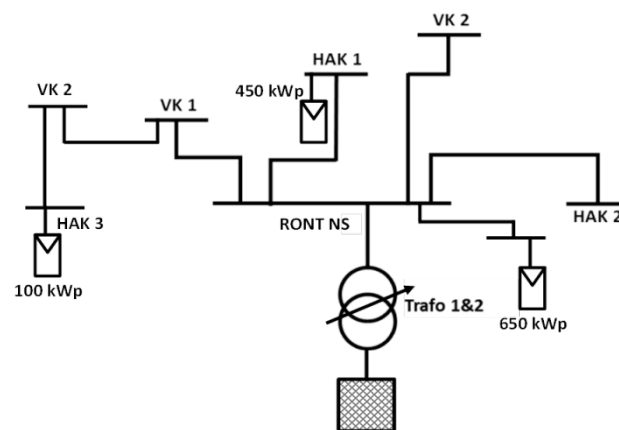


Fig. 23: Schema des Industriegebiets

In Fig. 24 werden vier unterschiedliche Konfigurationen verglichen. Die oberste Grafik zeigt die Spannungssituation an der Niederspannungssammelschiene der RONT. Die mittlere Grafik zeigt die Spannungssituation an der VK 2 und die unterste Grafik die Spannungssituation am HAK 3. In jeder Grafik wird jeweils die obere Umschaltgrenze der RONT dargestellt (Rote, blaue oder olivgrüne Linie in den Grafiken von oben nach unten). Die Farbe der gestrichelten konstanten Linie bezeichnet die Sammelschiene, auf welche die RONT im jeweiligen Fall reagieren (rot: RONT NS, blau: VK 2, olivgrün: HAK 3). In schwarzer Farbe wird zudem in jeder Grafik die 1.1-p.u.-Grenze gestrichelt angezeigt.

Als Referenz für den Vergleich dient jeweils der grüne Verlauf, welcher die Spannungssituation ohne Stufenumschaltung am Trafo zeigt. Es kann festgestellt werden, dass die Spannung am HAK 3 die 1.1-per-unit-Grenze überschreitet. Wird die Spannungsmessung am RONT NS installiert, so resultiert der rote Verlauf. Da die Totbandgrenze des RONT bereits zu Beginn der Simulation überschritten ist, schaltet dieser nach Ablauf der Zeitverzögerung von 2 min auf die Stufe -1. Durch diese Umschaltung wird auch die 1.1-per-unit-Grenze am HAK 3 nicht mehr überschritten.

Wird die Spannung am VK 2 gemessen, so kann festgestellt werden, dass der RONT nach 2 min auf die Stufe -1 umschaltet. Da jedoch an diesem Messpunkt die obere Umschaltgrenze des RONT immer noch überschritten wird, schaltet dieser nach weiteren 10 s auf die Stufe -2. Dadurch bewegt sich die Spannung am HAK 3 weitestgehend im Bereich des Bandes zwischen 230 V und 241 V.

Wird die Spannungsmessung am HAK 3 installiert, so kann in dieser Situation beobachtet werden, dass sich der dunkelgrüne Verlauf gleich verhält wie der blaue. Wird jedoch in der unteren Grafik der Spannungsverlauf mit der oberen Spannungsgrenze der RONT verglichen, so fällt auf, dass diese eigentlich noch eine Stufe weiter nach unten schalten würden. Jedoch verfügen die RONT in diesem Betrachtungsfall nur über zwei negative Stufen und haben somit die untere Grenze erreicht.

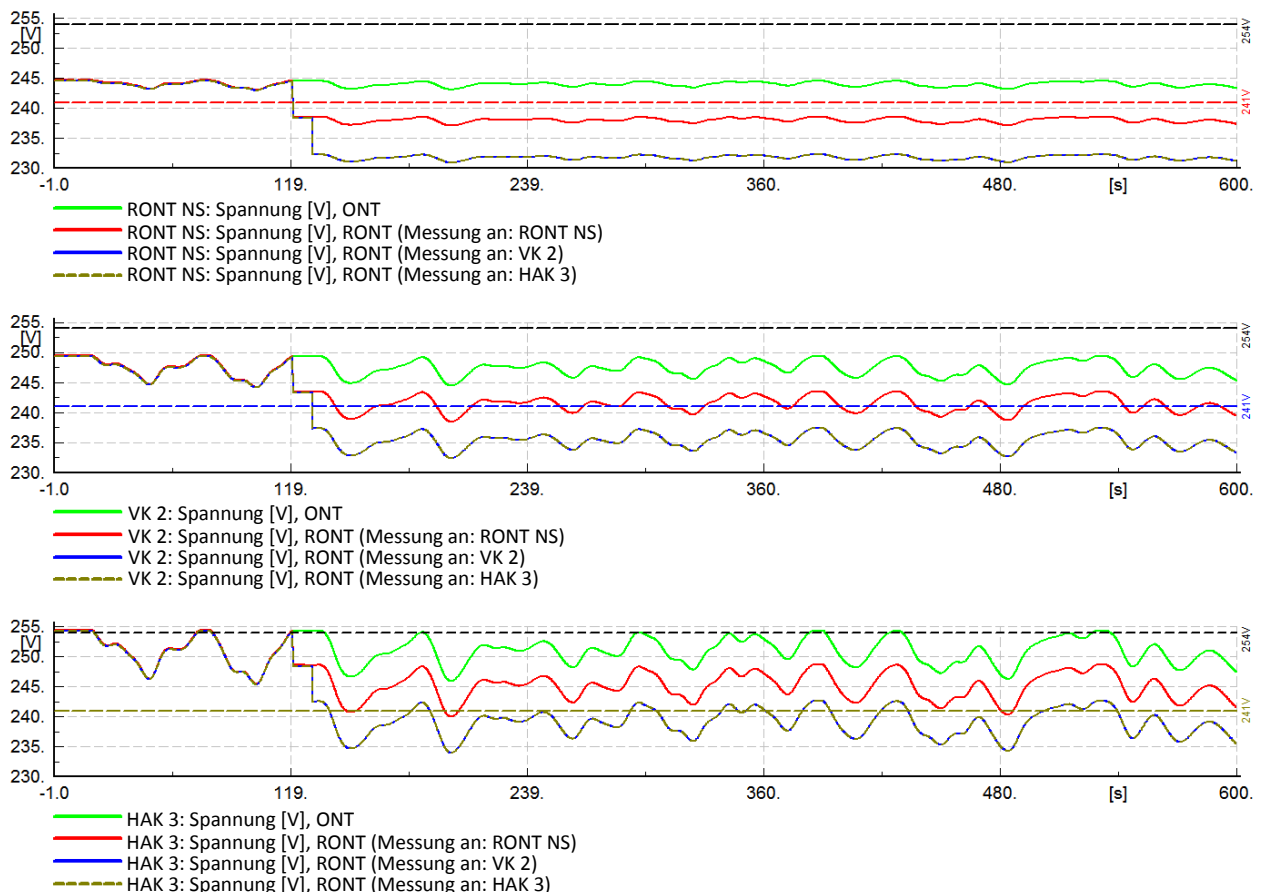


Fig. 24: Spannungsverlauf an verschiedenen Knoten bei Variation der Referenzspannung für die RONT.

Anhand dieses Betrachtungsfalls konnte festgestellt werden, dass die Installation einer abgesetzten Spannungsmessung für die RONT einen positiven Einfluss auf das Spannungsniveau am HAK 3 zeigt. Ebenfalls konnte auch festgestellt werden, dass bei Messung an der VK 2 und an HAK 3 dasselbe Verhalten resultiert, dies weil der RONT keine Stufe mehr nach unten schalten kann. Wird davon ausgegangen, dass durch die PV-Anlagen an den entfernten Knoten mit kleiner Kurzschlussleistung (beispielsweise HAK 3) die Spannung stärker angehoben wird und

dadurch stärkere Spannungsänderungen provoziert werden, kann generell erwartet werden, dass die RONT bei Regelung auf einen entfernten Knoten mehr Stufungen machen werden. Dies könnte sich negativ auf die Lebensdauer auswirken. Da auch bei einem maximal möglichen PV-Ausbau (25 % der gesamten Möglichen Dachflächen) die Spannung durch den RONT mit Regelung auf den Referenzknoten TS (NS-Seite) innerhalb der Normgrenzen gehalten werden kann, wird empfohlen den Referenzknoten auf der NS-Seite des Transformators zu belassen.

## 7.2 PV-Kraftwerk

### 7.2.1 Einfluss der Anbindung über verschiedene Mittelspannungsebenen

Beim PV-Kraftwerk wird aktuell die Anbindung über eine Leitung gewährleistet, wobei eine Kurzschlussleistung von 227 MVA auf der MS-Seite auf der Netzebene 6 resultiert. Als zukünftiges Szenario wird über eine andere Anbindung diskutiert, wobei eine Kurzschlussleistung von maximal 162 MVA gewährleistet werden könnte. Nun interessiert die Auswirkung auf die NS-Seite bei Umschaltung auf die andere Zuleitung. In Fig. 25 sind die Kurzschlussleistungen der beiden Szenarien für die wichtigsten Knoten erkennbar. Die Unterschiede sind vor allem bei den Anschlusspunkten der PVA klein. Dies kann mit dem grossen Einfluss der Transformatoren auf der Netzebene 6 und der NS-Leitungen auf die Netzimpedanz erklärt werden, weshalb die Kurzschlussleistung auf der MS-Seite nur eine untergeordnete Rolle spielt. Dies zeigt sich ebenfalls, wenn die Änderung der Spannung bei einem Ausfall der PV-Anlagen simuliert wird und beide Szenarien betrachtet werden. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist bei einem Spannungseinbruch von 2.87 % kaum erkennbar (Fig. 26).

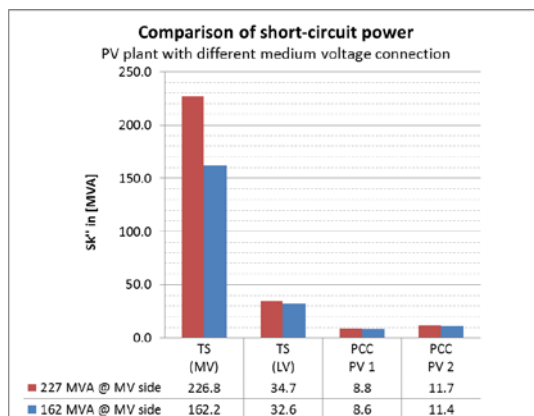


Fig. 25: Vergleich der Kurzschlussleistungen beim PV-Kraftwerk bei unterschiedlicher Anbindung auf der MS-Seite

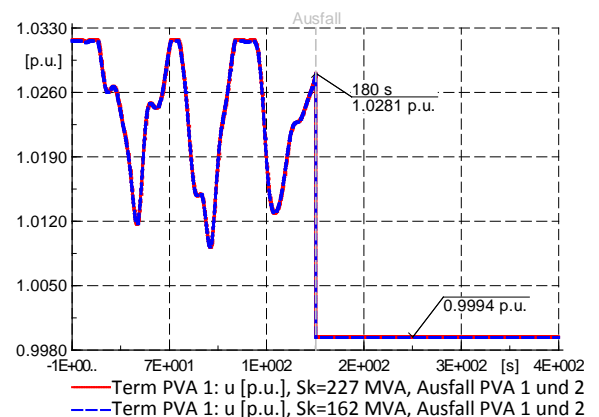


Fig. 26: Vergleich der beiden Szenarien (Sk = 227 MVA und Sk = 162 MVA auf MS-Seite) bei einem Ausfall der beiden PVA (Spannung in per unit bei der PVA 1)

### 7.2.2 Einbruch der Wirkleistung bei einem Spannungseinbruch

Bei der Untersuchung der Q(U)-Regelung wurde beim PV-Kraftwerk ein Einbruch der Wirkleistung bei gleichzeitigem Spannungsfall verzeichnet. Dies ist insofern interessant, da bei diesem Szenario die PV-Anlage mit maximaler Wirkleistung zur Stützung der Spannung einspeisen sollte.

In Fig. 27 sind die Wirk- und Blindleistung von einem der Wechselrichter dargestellt, wobei bei der Wirkleistung der Einbruch von rund 1.5 kW erkennbar ist (Markierung ①). Bei insgesamt 62 Wechselrichtern resultiert somit ein Einbruch von 93 kW. Der Leistungseinbruch tritt zum Zeitpunkt einer tiefen Spannung am Anschlusspunkt der PVA auf, wobei die Spannung in der Trafostation ebenfalls auf einem tiefen Niveau liegt (Markierung ②). Der Grund der Leistungsbegrenzung ist die Strombegrenzung, welche bei 1.1 per unit liegt (Markierung ③). Der Strom steigt aufgrund der Begrenzung nicht weiter an, womit bei einer Reduktion der Spannung die Wirkleistung reduziert wird. Im Verlauf der Spannung in der Trafostation und am Anschlusspunkt der PVA ist die gute Anbindung der Anlage erkennbar: Die PVA vermag nur bedingt die Spannung anzuheben, bevor sie in die Strombegrenzung gelangt. Der Einbruch der Spannung auf der MS-Seite wird so relativ direkt auf den Anschlusspunkt der PVA übertragen.

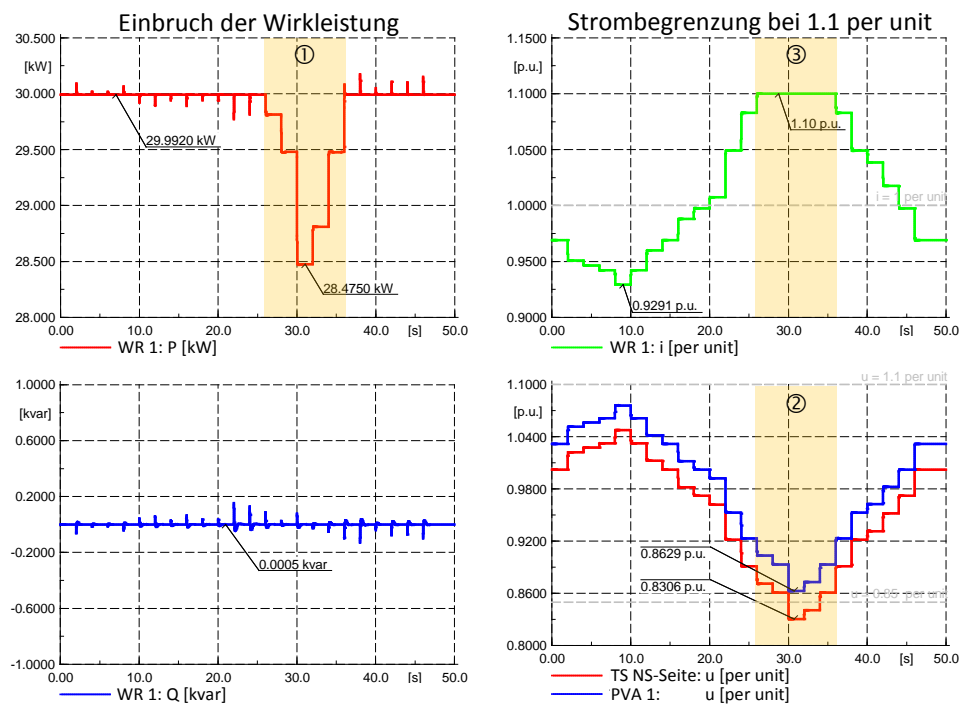


Fig. 27: Dynamiksimulation beim PV-Kraftwerk – Einbruch der Wirkleistung bei einem Spannungseinbruch

## 8 Schlussfolgerungen und Ausblick

Untersuchungen im subsynchronen Bereich (langsamer als die Grundschiwingung) lassen sich mit einer Netzanalysesoftware wie beispielsweise PowerFactory von DlgSILENT sehr effizient durchgeführt. So konnte an drei ausgewählten Netzen das dynamische Verhalten untersucht werden. Nach dem Einbau der im Arbeitspaket „WP4 – Zentrale und dezentrale Regelstrukturen“ erstellten Modelle für RONT, ESR und WR wurden unterschiedliche Szenarien wie die Q(U)-Regelung oder die FRT-Funktion der Wechselrichter simuliert.

Soll allerdings die Reaktion der Wechselrichter auf eine Spannungsverzerrung (im harmonischen Bereich) untersucht werden, ist dies mit PF nicht möglich, da die Stromkurvenformregelung nicht im notwendigen Detaillierungsgrad abgebildet werden kann. Als Alternative wurde in MATLAB/PLECS ein Modell mit Abbildung des elektromagnetischen Verhaltens erstellt.

Die Dynamiksimulation mit PF hat gezeigt, dass Spannungsschwankungen in überlagerten Netzebenen am besten mit einer zentral platzierten Regelung aufgefangen werden können. Um Spannungsüberhöhungen und Spannungsabsenkungen zu korrigieren, eignen sich Spannungsregler (ESR, RONT) bestens. Die Q(U)-Funktion konzentriert sich auf die lokalen Gegebenheiten und hat deshalb nur beschränkt Einfluss auf das gesamte Netz. Die Kombination von Wechselrichtern mit Q(U)-Funktion und einem NS-Regler ist aufgrund des geringen zusätzlichen Nutzens nicht sinnvoll. Eine gegenseitige Beeinflussung oder gar ein instabiles Verhalten beim Zusammenspiel von unterschiedlichen NS-Reglern konnte nicht nachgewiesen werden. Hauptgrund dafür ist das träge Verhalten von RONT und ESR (Zeitkonstanten von einigen Sekunden bis Minuten) im Vergleich zu den schnellen Reglern der Wechselrichter (Zeitkonstanten von einigen Millisekunden).

Die FRT-Funktion kann in den untersuchten Netzen keine Stützung der Netzspannung erreichen, jedoch können die Ertragsverluste minimiert werden, da die Wechselrichter sich nicht für einige Minuten vom Netz trennen. Die Spannung befindet sich auch nach dem Einbruch wieder auf dem Ausgangswert. Es ist allerdings auch anzumerken, dass diese Funktion nur für Anlagen vorgesehen ist bzw. bei Anlagen aktiviert sein darf, welche direkt in höhere Netzebenen einspeisen und sich dadurch im Fehlerfall an der Netzstützung beteiligen sollen.

Mit den Simulationen konnte aufgezeigt werden, dass auch komplexere Schutzfunktionen, welche in höheren Netzebenen wichtig sind und vom Netzbetreiber auch gefordert werden [2], bei den Erzeugungsanlagen implementiert werden konnten. Somit stehen die dynamischen Modelle auch für erweiterte Simulationen mit überlagerten Netzebenen zur Verfügung.

Die Resultate aus dem Arbeitspaket „WP5 – Modellierung des dynamischen Verhaltens“ bilden das letzte Bauteil zur Formulierung der Erkenntnisse und Empfehlungen im Arbeitspaket „WP6 – Auswertungen und Empfehlungen“. Damit werden nun alle Resultate zusammengefasst und daraus Empfehlungen formuliert. So wird das Projekt zum Ende des neunten Projekt-Quartals hin (Ende September 2016) abgeschlossen.

## 9 Verzeichnisse

### 9.1 Glossar

Abkürzung	Bezeichnung
a-eberle	Die Firma A. Eberle GmbH & Co. KG ist ein Hersteller für elektrische Mess- und Regelungstechnik
AP	Anschlusspunkt
BFH-TI	Berner Fachhochschule, Technik und Informatik
BKW	BKW FMB Energie AG – ehemals Bernische Kraftwerke AG
CSEM	Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique
DlgSILENT	Digital Simulation and Electrical NeTwork, Firma mit Sitz in Gomaringen Deutschland, Hersteller der Software PowerFactory
EMT	Elektromagnetische Transienten (Englisch: Electromagnetic transients)
Energie Thun	Energieversorger der Stadt Thun
ESB	Energie Service Biel/Bienne
ESR	Einzelstrangregler
ESReC Grids	Gruppe Grids des BFH-CSEM Energy Storage Research Centres
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
fNI	Frequenzabhängige Netzimpedanz
FRT	Fault Ride Through, FRT oder auch LVRT bezeichnet die Funktion der dynamischen Netzstützung genauere Beschreibung ist in [1] zu finden.
HAK	Hausanschlusskasten
LVRSys	LVRSys <sup>TM</sup> ist ein Einzelstrangregler der Firma a-eberle
MATLAB	MATrizen LABor ist eine kommerzielle Software des Unternehmens The MathWorks, Inc. zur Lösung mathematischer Probleme und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetztransformator
PCC	Verknüpfungspunkt (Englisch: Point of common coupling)
PCC weak	Schlecht angebundener Verknüpfungspunkt
PF	Software PowerFactory von DlgSILENT
PLECS	PLECS (Piecewise Linear Electrical Circuit Simulation) ist ein Programm zur Simulation leistungselektronischer Schaltungen in der Simulink-Umgebung
PQ	Spannungsqualität (Englisch: Power quality)
PV	Photovoltaik
PVA, PV-Anlage	Photovoltaikanlage
Q(U)	Regelung der Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung
RMS	Quadratisches Mittel (Englisch: Root mean square)
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SCCER FURIES	Swiss Competence Centers for Energy Research, Shaping the Future Swiss Electrical InfraStructure
Simulink	Simulink ist eine Software des Herstellers The MathWorks, Inc. zur Modellierung von physikalischen Systemen
TS	Trafostation
VK	Verteilkabine
VN	Verteilnetz
VP	Verknüpfungspunkt
WP	Arbeitspaket (Englisch: Work Package)
WR	Wechselrichter

Fig. 28: Glossar

## 9.2 Figurenverzeichnis

Fig. 1: Aufteilung der Arbeitspakete ab dem Projektstart .....	5
Fig. 2: Grundlegender Aufbau eines dynamischen Netzmodells .....	7
Fig. 3: Implementation der Dynamikmodelle der im Netz eingebauten Wechselrichter .....	7
Fig. 4: Struktur des Leistungs- und Regelkreises des RMS-Modells .....	8
Fig. 5: Schema des Niederspannungsnetzes im ländlichen Gebiet .....	10
Fig. 6: Schema des Industriegebiets .....	11
Fig. 7: Schema Teilbereich des Niederspannungsnetzes des PV-Kraftwerks .....	11
Fig. 8: Vergleich der Kurzschlussleistungen an unterschiedlichen Knoten der drei NS-Netze (dunkelrot: schwaches MS-Netz, hellrot: schlecht angebundene Knoten, blau: gut angebundene Knoten) .....	12
Fig. 9: Einstrahlungscharakteristik mit starken Schwankungen .....	13
Fig. 10: Vorgabe des Spannungsverlaufs an der TS des PV-Kraftwerks (NS-seitig) mit und ohne Q(U)-Regelung der Wechselrichter .....	14
Fig. 11: Schutzversager im MS-Netz mit Darstellung der Spannung auf der NS-Seite beim PV-Kraftwerk .....	14
Fig. 12: Potential für eine 100%-Wirkleistungsregelung einer 650-kWp-PVA im Industriegebiet .....	15
Fig. 13: Potential für eine 100%-Wirkleistungsregelung einer 43-kWp-PVA im ländlichen Gebiet .....	15
Fig. 14: Spannungsverlauf NS-Seite der TS bei Ausfall der PV-Einspeisung von 1.6 MW beim PV-Kraftwerk .....	16
Fig. 15: Spannungsverlauf am Anschlusspunkt der PVA 2 beim PV-Kraftwerk .....	17
Fig. 16: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von ESR und Q(U)-Funktion am Anschlusspunkt der PVA 2 im ländlichen Gebiet .....	17
Fig. 17: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion auf der NS-Seite der RONT im Industriegebiet .....	18
Fig. 18: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion am HAK 3 nach Fig. 6 im Industriegebiet .....	18
Fig. 19: Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Betrachtung der Auslastung der kritischen Komponenten (RONT und Hauptzuleitung) im Industriegebiet .....	18
Fig. 20: Wirkleistung der PVA 2 des PV-Kraftwerks mit und ohne FRT .....	19
Fig. 21: Blindleistung der PVA 2 des PV-Kraftwerks mit und ohne FRT .....	19
Fig. 22: Spannung bei der PVA 2 des PV-Kraftwerks mit und ohne FRT .....	19
Fig. 23: Schema des Industriegebiets .....	21
Fig. 24: Spannungsverlauf an verschiedenen Knoten bei Variation der Referenzspannung für die RONT. ....	22
Fig. 25: Vergleich der Kurzschlussleistungen beim PV-Kraftwerk bei unterschiedlicher Anbindung auf der MS-Seite .	23
Fig. 26: Vergleich der beiden Szenarien ( $S_k = 227$ MVA und $S_k = 162$ MVA auf MS-Seite) bei einem Ausfall der beiden PVA (Spannung in per unit bei der PVA 1) .....	23
Fig. 27: Dynamiksimulation beim PV-Kraftwerk – Einbruch der Wirkleistung bei einem Spannungseinbruch .....	24
Fig. 28: Glossar .....	26
Fig. 29: Grundstruktur für den Aufbau des WR-Dynamikmodells .....	34
Fig. 30: Wichtige Einstellungen für das PVA-Element [ElmPvSys] - Basisdaten .....	35
Fig. 31: Wichtige Einstellungen für das PVA-Element [ElmPvSys] – RMS-Simulation .....	35
Fig. 32: Zusammengesetztes Frame des WR. ....	36
Fig. 33: Blockmodell des Netz- und Anlagenschutzes mit statischen Grenzen .....	37

Fig. 34: Auslösekennlinie Typ A im Nieder- und Mittelspannungsnetz .....	37
Fig. 35: Einstellempfehlung für den Entkopplungsschutz für Typ A EEA im Nieder- und Mittelspannungsnetz .....	38
Fig. 36: Blockmodell des Netz- und Anlagenschutzes mit dynamischen Grenzen.....	38
Fig. 37: U(t)-Kennlinie Typ B2 in der Mittelspannung.....	38
Fig. 38: Einstellempfehlung für den Entkopplungsschutz für Typ B EEA im Mittelspannungsnetz .....	39
Fig. 39: Dynamische Spannungsuntergrenze.....	39
Fig. 40: Blockmodell der Wirkleistungsreduktion.....	40
Fig. 41: Leistungsreduktion bei Überfrequenz.....	41
Fig. 42: Leistungsreduktion bei Überspannung .....	41
Fig. 43: Blockmodell des PQ-Reglers.....	42
Fig. 44: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehler [VDN TC 2007].....	42
Fig. 45: FRT Blöcke .....	43
Fig. 46: Hysterese für die Totbandgrenze.....	43
Fig. 47: Leistungsgrenzen im Normalbetrieb des Wechselrichters.....	44
Fig. 48: Blockmodell des I-Reglers .....	44
Fig. 49: Hinterlegung einer Wirkleistungscharakteristik.....	45
Fig. 50: Übersicht der PVA des Verteilnetzes Thun Moosweg.....	46
Fig. 51: Aufbau des RONT und dazugehöriges Spannungsband.....	47
Fig. 52: Lastflussberechnung, aktueller Ausbau sowie 25 % der noch verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe 0 .....	48
Fig. 53: Lastflussberechnung, aktueller Ausbau sowie 25% der verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe -2.....	49
Fig. 54: Auslastung der „Zuleitung VK 230“ unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustufen .....	50
Fig. 55: Auslastung von „RONT 1 und 2“ unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustufen.....	50
Fig. 56: Lastflussberechnung, keine PVA und Starklast, RONT auf Stufe -1.....	51
Fig. 57: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, RONT auf Stufe 0.....	52
Fig. 58: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, RONT auf Stufe -1 .....	53
Fig. 59: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, RONT auf Stufe -2 .....	54
Fig. 60: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau sowie 25 % der verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe -1 .....	55
Fig. 61: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau sowie 25 % der verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe -2 .....	56
Fig. 62: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, alle Anlagen bei 100 %, RONT auf Stufe -1 .....	57
Fig. 63: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, PVA GLB bei 50 %, RONT auf Stufe -1 .....	58
Fig. 64: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, PVA Flachglas bei 50 %, RONT auf Stufe -1 .....	59
Fig. 65: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, PVA Moosweg 10 bei 50 %, RONT auf Stufe -160	
Fig. 66: Kurzschlussberechnung.....	61
Fig. 67: Dynamiksimulation, Vergleich des Spannungsverhaltens bei verschiedenen Situationen für die RONT-Regelung .....	62
Fig. 68: Dynamiksimulation, Vergleich des Verhaltens von RONT und Q(U)-Funktion bei variierender Einspeisung ..	63



Fig. 69: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion .....	64
Fig. 70: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Betrachtung der Auslastung der kritischen Komponenten .....	64
Fig. 71: Dynamiksimulation, Ausfall mehrerer PVA, Vergleich von RONT ohne und RONT plus Q(U)-Funktion .....	65
Fig. 72: Dynamiksimulation, Schutzversager auf der MS-Netzebene, Vergleich von PVA ohne und mit FRT .....	66
Fig. 73: Schematische Darstellung des Verteilnetzes Ostermanigen.....	67
Fig. 74: Dynamiksimulation, Vergleich des Verhaltens von ESR und Q(U)-Funktion bei variierender Einspeisung .....	68
Fig. 75: Ausschnitt der Dynamiksimulation mit PV-Charakteristik, Spannungshaltung durch P(U) Regelung.....	68
Fig. 76: Spannungsabsenkung am HAK Ostermanigen 91 in Abhängigkeit der Wirkleistungsreduktion .....	69
Fig. 77: Spannungsabsenkung am HAK Ostermanigen 91 in Abhängigkeit der Blindleistung .....	69
Fig. 78: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von ESR und Q(U)-Funktion .....	70
Fig. 79: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Betrachtung der Auslastung der kritischen Komponenten .....	71
Fig. 80: Dynamiksimulation, Ausfall aller PVA, Vergleich von mit/ohne ESR und mit/ohne PVA-Q(U)-Funktion.....	71
Fig. 81: Dynamiksimulation, Schutzversager auf der MS-Netzebene, Vergleich von PVA ohne und mit FRT bei Betrieb ESR .....	72
Fig. 82: Dynamiksimulation, Schutzversager auf der MS-Netzebene, Vergleich der Spannungen mit/ohne FRT; mit/ohne ESR .....	72
Fig. 83: Kurzschlussleistungen beim Anschluss via Mett oder Brüel .....	73
Fig. 84: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Spannung der Netzebenen 5 und 7 .....	73
Fig. 85: Verschiebungsfaktor und Mitsystemspannung der Regelversuche der Tissot Arena vom 22.10.2015 mit Darstellung der Arbeitspunkte .....	74
Fig. 86: Vergleich der Spannungsänderungen aus Messung und Simulation .....	75
Fig. 87: Vergleich der Spannungsänderungen aus Messung und Simulation bei der PVA Nord .....	75
Fig. 88: Arbeitspunkte C-x in der Übersicht .....	75
Fig. 89: Beschreibung der Bildung der Abweichung zwischen Messung und Simulation .....	76
Fig. 90: Spannungsänderung über der Leitung zwischen der TS und der PVA Nord .....	76
Fig. 91: Arbeitspunkte B-x und deren relative Spannungsänderung in der Übersicht (Szenario mit $S_k = 227$ MVA und einer Wirkleistung von 80 % der PVA).....	76
Fig. 92: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Spannung in per unit.....	77
Fig. 93: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Trafo 5 (analog zu Trafo 6) – Wirk- und Blindleistung in kW und kvar sowie Auslastung in %.....	78
Fig. 94: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Wirk- und Blindleistung der PVA Nord/Süd in kW und kvar .....	78
Fig. 95: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Wirk- und Blindleistung der PVA Nord/Süd in kW und kvar sowie deren Strom in per unit und die Spannung in per unit beim VP der PVA und in der TS .....	79
Fig. 96: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Ausfall der PVA Nord/Süd – Spannung in per unit .....	80
Fig. 97: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Ausfall der PVA (unterschiedliche Szenarien) – Spannung in per unit .....	80
Fig. 98: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Schutzversager – Spannung bei der PVA Nord .....	81

Fig. 99: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Schutzversager – Wirkleistung der PVA Nord .....	81
Fig. 100: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Schutzversager – Blindleistung der PVA Nord .....	81

### 9.3 Quellenverzeichnis

- [1] E. Grids, «Swinging Grids WP4 - zentrale und dezentrale Reglerstrukturen,» ESReC Grids, Biel/Bienne, 2016.
- [2] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, «Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen,» VSE / AES, Aarau, 2014.
- [3] A. Gut, «Swinging Grids WP2 - PQ-Auswertung, ESB, Tissot Arena,» ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [4] A. Gut, «Swinging Grids WP3 - Simulation, ESB, Tissot Arena,» ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [5] A. Gut, «Swinging Grids - ESB, Tissot Arena - Steuerung der PVA,» ESReC Grids, Nidau, 2015.
- [6] E. Grids, Swinging Grids WP3 - Simulation, Energie Thun, NS-Netz Moosweg nachher, Biel/Bienne: ESReC Grids, 2015.
- [7] Schneider Electric, Transformator Minera SGrid - Inbetriebnahme- und Bedienungsanleitung, Rueil Malmaison Cedex: Schneider Electric, 2015.
- [8] Andreas Gut; Niklaus Schneeberger, «Messungen BKW Ostermanigen nachher,» BFH ESReC Grids, Nidau, 2016.

## 10 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0.00	03.05.2015	Dokument erstellt	gga5
0.01	12.05.2016	Auswahl der Netze verfasst	gga5
0.02	18.07.2016	Szenarien der Dynamikmodellierung und Resultate im Industrienetz eingefügt	aed1
0.03	21.07.2016	Überarbeitung der vorhandenen Kapitel, Korrektur	gga5
0.04	26.07.2016	Dokument gegengelesen	sgn1
0.05	27.07.2016	Korrekturen übernommen, Anhang B.1 und B.2 verfasst, Entwurf Resultate	gga5
0.06	12.08.2016	Zusammenfassung der Resultate	gga5
0.07	18.08.2016	Dokument gegengelesen, Kapitel 7.2 ergänzt	sgn1
0.08	23.08.2016	Korrektur Abstract verfasst und kleinere Ergänzungen eingefügt	gga5
0.09	29.08.2016	Hauptteil korrigiert	sos1
0.10	06.09.2016	Hauptteil: Korrekturen übernommen und Grafiken angepasst	gga5
0.11	15.09.2016	Hauptteil korrigiert Korrekturen von hkm1 im Hauptteil übernommen, Anhänge korrigiert	hkm1 sos1
0.12	15.09.2016	Korrektur Anhang bereinigt, Verweis Schlussfolgerung ergänzt	gga5
1	16.09.2016	Korrekturen Anhang und Hauptteil übernommen und ergänzt	gga5

# 11 Anhang

<b>A</b>	<b>RMS-Dynamikmodell des Wechselrichters .....</b>	<b>34</b>
A.1	Aufbau und Bestandteile des RMS-Modells .....	34
A.2	Netzmodell .....	34
A.3	Parametrierung des PVA-Elements .....	34
A.4	Frame-Diagramm .....	36
A.4.1	Netz- und Anlagenschutz .....	36
A.4.2	Wirkleistungsreduktion.....	40
A.4.3	PQ-Regler .....	41
A.4.4	Stromregler .....	44
A.4.5	Vorgabe eines Lastganges.....	44
<b>B</b>	<b>Untersuchungen am Dynamikmodell.....</b>	<b>46</b>
B.1	Energie Thun, Niederspannungsnetz Moosweg .....	46
B.1.1	Netz- und Ausbausituation.....	46
B.1.2	Grenzen des PV-Ausbaus .....	47
B.1.3	In welchen Fällen macht der RONT Sinn? .....	51
B.1.4	Steuerung der PVA .....	56
B.1.5	Vergleich von verschiedenen Messpunkten für die RONT-Regelung.....	62
B.1.6	Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion .....	62
B.1.7	Vergleich des Spannungsverhaltens bei Ausfall mehrerer PV-Anlagen .....	65
B.1.8	Vergleich von Schutzversager bei PVA mit und ohne FRT .....	66
B.2	BKW Niederspannungsnetz Ostermanigen .....	67
B.2.1	Netzsituation .....	67
B.2.2	Wirkleistungssteuerung der PVA .....	67
B.2.3	Vergleich von ESR und Q(U)-Funktion.....	69
B.2.4	Vergleich des Spannungsverhaltens bei Ausfall mehrerer PVA .....	71
B.2.5	Vergleich von Schutzversager bei PVA mit und ohne FRT .....	71
B.3	ESB Niederspannungsnetz Tissot Arena.....	73
B.3.1	Netzsituation .....	73
B.3.2	Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Spannung der Netzebene 5 und 7 .....	73
B.3.3	Steuerung der PVA .....	74
B.3.4	Einfluss der Q(U)-Regelung .....	77
B.3.5	Vergleich des Spannungsverhaltens bei Ausfall mehrerer PVA .....	79
B.3.6	Vergleich von Schutzversager bei PVA mit und ohne FRT .....	81

## A RMS-Dynamikmodell des Wechselrichters

Um das transiente Verhalten von Netzen mit dezentralen Kraftwerken zu untersuchen, bedarf es eines realitätsnahen Modells. Dieser Anhang erläutert die Vorgehensweise für den Aufbau sowie die verschiedenen Bestandteile und Funktionen der in PF erstellten WR-Dynamikmodelle.

### A.1 Aufbau und Bestandteile des RMS-Modells

Die Erläuterungen in diesem Kapitel beziehen sich auf das Modell [DynInverterModelRMS\_balanced (VSI).pfd].

Dieses Kapitel erläutert die verschiedenen Bestandteile des RMS-Dynamikmodells sowie dessen Funktionalitäten. Es wird zudem aufgezeigt, wie die Komponenten miteinander verknüpft sind.

### A.2 Netzmodell

Fig. 29 zeigt das für die Entwicklung und die Tests eingesetzte Netzmodell. Dieses besteht aus den folgenden Komponenten:

- Eine Spannungsquelle (ElmVac-Objekt), welche sowohl die Spannung als auch die Frequenz vorgeben wird.
- Eine Netzimpedanz (ElmSind-Objekt), welche die Leitungsimpedanz nachbildet ( $Z_{\text{Grid}} = 0.241 + j0.054 \Omega$ ).
- Ein PVA-Element (ElmPvSys-Objekt), welches effektiv ein statischer Generator (ElmGenstat-Objekt) ist<sup>7</sup>. Diesem wird das Dynamikmodell zugewiesen.

Damit die Simulationsergebnisse nicht durch weitere Elemente beeinflusst werden und dadurch die Beurteilbarkeit der korrekten Funktionsweise eingeschränkt wird, wurde das Netzmodell auf das Wesentliche reduziert.

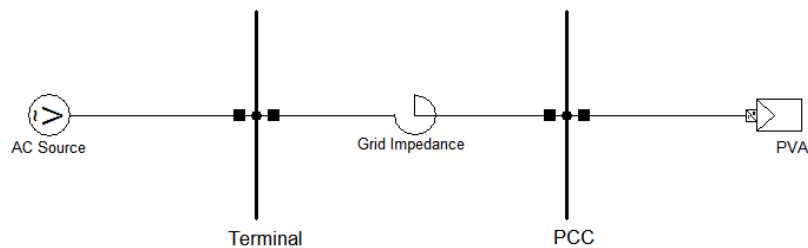


Fig. 29: Grundstruktur für den Aufbau des WR-Dynamikmodells

### A.3 Parametrierung des PVA-Elements

Für die richtige Abbildung des PVA-Elements (ElmPvSys-Objekt) sind gewisse Parametrierungen des Elementes notwendig. Zum einen muss dem Element die nominale Scheinleistung des Systems vorgegeben werden (Fig. 30, orange Markierung). Dieser Wert wird verwendet, um die von der Regelung zurückgegebenen per-unit-Werte des komplexen Stromes entsprechend zu skalieren. Weiter benötigt PF diesen Wert, um die Impedanz der Netzdrossel zu berechnen.

<sup>7</sup> Diese Information ist in „DigSILENT PowerFactory, Technical Reference Documentation – PV System“ enthalten.

Fig. 30: Wichtige Einstellungen für das PVA-Element [ElmPvSys] - Basisdaten

Fig. 31: Wichtige Einstellungen für das PVA-Element [ElmPvSys] – RMS-Simulation

Zum anderen muss die Reihenreaktanz vorgegeben werden (grüne Markierung in Fig. 31). Diese wird mit dem Wert der Kurzschlussimpedanz  $z_k$  ( 2 ) sowie den Kupferverlusten  $P_{CU}$  ( 3 ) charakterisiert. Durch den WR gegeben ist dabei die Nennscheinleistung  $S_n$ , die Nennspannung  $U_n$ , die Spuleninduktivität  $L$  sowie der Kupferwiderstand  $R_{CU}$ . ( 1 ) zeigt dabei die für den Aufbau des Modells verwendeten Werte.

$$S_n = 15kVA \quad U_n = 400V \quad L = 600uH \quad R_{CU} = 30m\Omega \quad (1)$$

$$Z_n = \frac{U_n^2}{S_n} \quad X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad Z = \sqrt{R_{CU}^2 + X_L^2} \quad z_k = \frac{Z}{Z_n} \quad (2)$$

$$r_{CU} = \frac{R_{CU}}{Z_n} \quad P_{CU} = r_{CU} \cdot S_n \quad (3)$$

## A.4 Frame-Diagramm

Als oberste Ebene und als Gesamtübersicht des Dynamikmodells zeigt Fig. 32 das Frame-Diagramm. Dieses verknüpft die Input-Signale, die DSL-Elemente sowie das PVA-Element (ElmPvSys-Objekt) miteinander. Nachfolgend werden die verwendeten Elemente detailliert erläutert.

Die blau markierten Blöcke liefern die benötigten Input-Signale. Diese Grössen werden jeweils am Ausgang der PVA gemessen (Fig. 29, Sammelschiene: PCC). Der Ausgang des Modells bildet die Verknüpfung mit dem PVA-Element (ElmPvsys-Objekt) des Netzmodells (Fig. 29, PVA) und ist rot markiert. Diese Elemente sind standardmässig in PF verfügbar. Dementsprechend wird auf weiterführende Erläuterungen verzichtet und auf die „Technische Referenz“<sup>8</sup> von PF verwiesen. Die grün markierten Blöcke beinhalten die Logik, welche das dynamische Verhalten des WR definiert. Diese werden im Folgenden ausführlich erläutert.

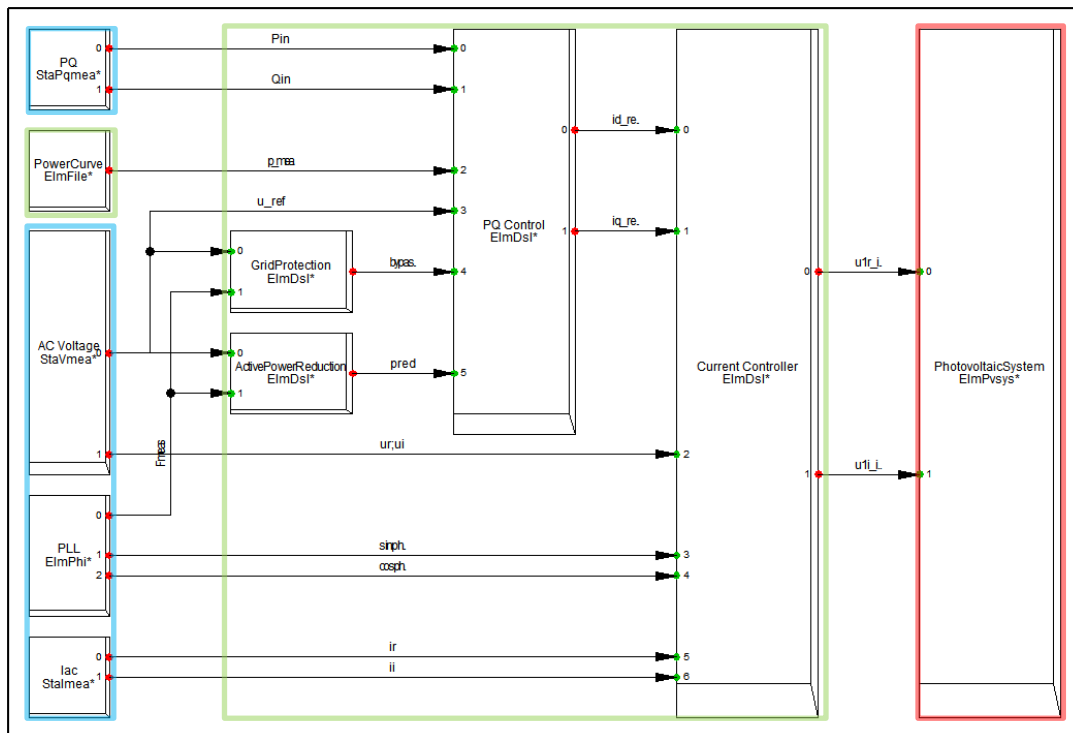


Fig. 32: Zusammengesetztes Frame des WR.

### A.4.1 Netz- und Anlagenschutz

Dieses DSL-Element überwacht die Einhaltung der normativ vorgeschriebenen Grenzwerte für die Spannung sowie die Frequenz. Falls diese überschritten werden, wird der WR nach Ablauf der Verzögerungszeit zum Schutz vor Grenzwertüberschreitungen vom Netz getrennt. Die Umsetzung dieser Funktion stützt sich auf die „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“, welche vom „Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen“ herausgegeben wurde<sup>9</sup>. Die Branchenempfehlung beschreibt zwei Arten von Auslösekennlinien. Die erste beschreibt die Anforderungen für den Anschluss von Typ A EEA<sup>10</sup> an das Nieder- sowie das Mittelspannungsnetz (Kapitel A.4.1.1). Die zweite definiert die Auslösecharakteristik für Typ B EEA<sup>11</sup>, welche an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind (Kapitel A.4.1.2). Im Folgenden werden die beiden Funktionen anhand der normativen Vorgaben beschrieben. Es ist zu beachten, dass es sich bei den beiden Auslösekennlinien um separate DSL-Elemente handelt. Es ist daher vor der Simulation zu definieren, welche Charakteristik verwendet werden soll.

<sup>8</sup> Diese ist im PowerFactory User Manual in Appendix C, S.1123ff.

<sup>9</sup> Weitere Informationen sind in „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.49-50, S.67 zu finden.

<sup>10</sup> Typ A EEA haben eine Nennleistung von 800 VA bis <1 MVA, S.14.

<sup>11</sup> Typ B EEA haben eine Nennleistung von 1 MVA bis <50 MVA, S.14.



### A.4.1.1 Auslösekennlinie Typ A

Das DSL-Element besteht aus drei Blöcken (Fig. 33). Der grüne überwacht die Grenzwerte (Spannung und Zeit) gemäss der Charakteristik aus Fig. 34. Obwohl die normative Vorgabe nur eine Unter- und Obergrenze beschreibt (Fig. 34), bietet das Modell die Möglichkeit, jeweils eine weitere, zeitlich versetzte Grenze zu definieren. Der rote Block überwacht die Spannungs- sowie die Frequenzgrenzen, welche vor der Zuschaltung des WR für eine definierte Zeit eingehalten werden müssen (Kapitel A.4.1.3). Der blaue Block übernimmt die Aufgabe der Einschaltverzögerung (Kapitel A.4.1.4) und vereint die Statussignale der beiden anderen Blöcke. Wird eine Grenzwertverletzung detektiert, ändert sich der Rückgabewert „bypass“ von 0 auf 1 und der WR wird somit vom Netz getrennt bis der Rückgabewert wieder auf 0 geändert wird und die Wiedereinschaltbedingungen für die vorgegebene Zeit eingehalten werden.

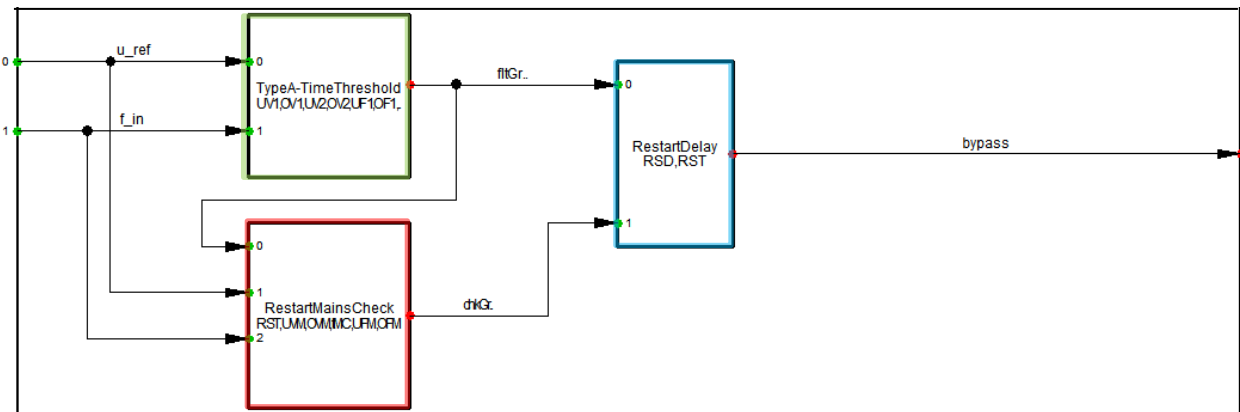


Fig. 33: Blockmodell des Netz- und Anlagenschutzes mit statischen Grenzen.

Die nachfolgend dargestellten Auslösekennlinie (Fig. 34) sowie die Einstellempfehlung gelten gleichermassen für Typ A EEA im Nieder- und Mittelspannungsnetz<sup>12</sup>.



Fig. 34: Auslösekennlinie Typ A im Nieder- und Mittelspannungsnetz<sup>13</sup>

Fig. 34 kann entnommen werden, dass die Auslösekennlinie der Typ A EEA zwei Schwellwerte aufweist. Bei Überschreitung muss die EEA umgehend (dies bedeutet im Zeitbereich von 50 ms bis 150 ms) vom Netz getrennt werden. Aus Fig. 35 können die entsprechenden Zeitwerte entnommen werden. Die Überwachung des 10-min-Mittelwertes der Spannung ist nicht implementiert.

<sup>12</sup> Weitere Informationen sind in „Empfehlung Netzananschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.49, S.67 zu finden.

<sup>13</sup> Dieses Bild stammt aus „Empfehlung Netzananschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.67.

Funktion	Empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz $U >$ (10min-Mittelwert)*	$1.1 U_n$	momentan
Überspannungsschutz $U >>$	$1.15 U_n^{**}$	momentan
Unterspannungsschutz $U <$	$0.80 U_n$	momentan
Überfrequenzschutz $f >$	$51.5 \text{ Hz } (U > 70\% U_n)$	momentan
Unterfrequenzschutz $f <$	$47.5 \text{ Hz } (U > 70\% U_n)$	momentan
Inselnetzerkennung (z.B. Shiftverfahren im Stromrichter)		Abschaltung innerhalb 5 s nach Netztrennung

$U_n$  : Nennspannung (230 V)  
momentan = 50...150 ms (zur Vermeidung von Überfunktionen)  
\* kann auf dem Stromrichter realisiert werden.  
\*\* wenn kein 10-min-Mittelwert ( $U >$ ) vorhanden, ist  $U >> 1.1 U_n$   
Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysteresis) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederschaltung beachten.

Fig. 35: Einstellempfehlung für den Entkopplungsschutz für Typ A EEA im Nieder- und Mittelspannungsnetz <sup>14</sup>

#### A.4.1.2 Auslösekennlinie Typ B

Das DSL-Element aus Fig. 36 ist bis auf den grünen Block identisch mit dem Element in Fig. 33. Der grüne Block überwacht die Charakteristik aus Fig. 37, welche im Unterschied zur vorhergehenden Charakteristik eine spannungsabhängige Zeitbeschränkung sowie abweichende Grenzwerte aufweist.

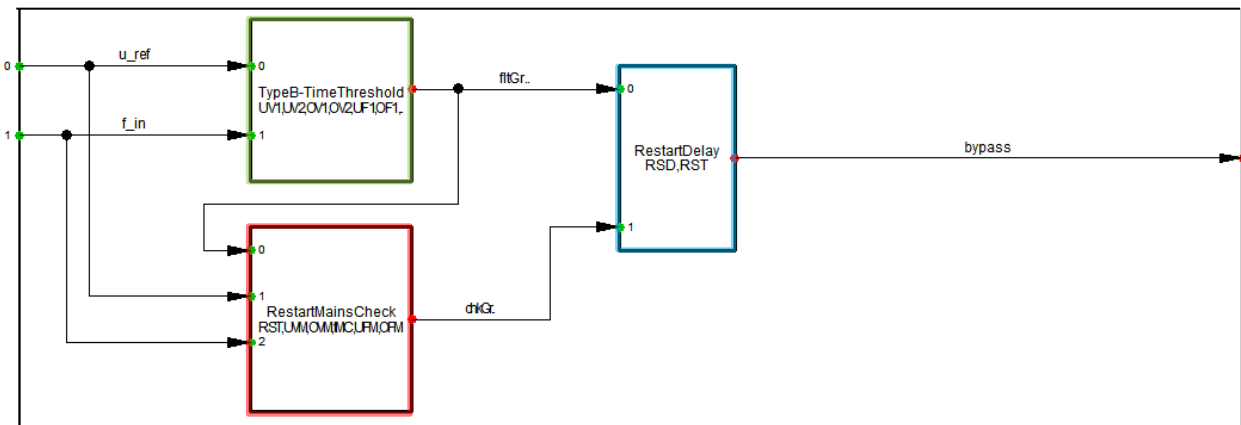


Fig. 36: Blockmodell des Netz- und Anlagenschutzes mit dynamischen Grenzen.

Bei Betrachtung der Charakteristik (Fig. 37) fällt auf, dass diese zwei zeitlich versetzte Oberschranken aufweist. Im Falle der Spannungsunterschranke wird nicht mehr eine statische sondern eine spannungsabhängige Zeitbeschränkung überwacht.

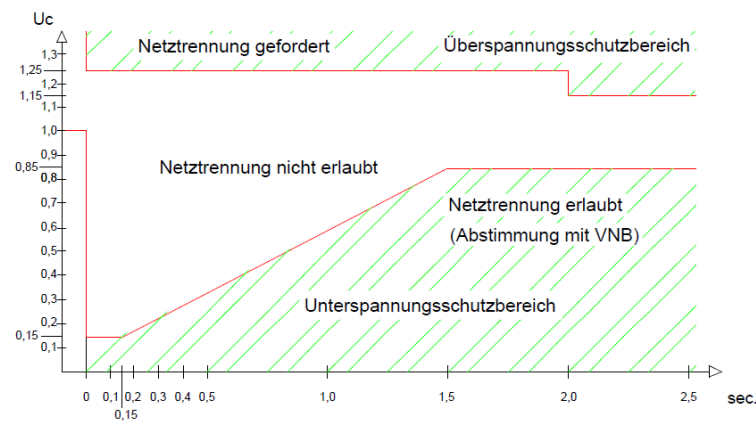


Fig. 37: U(t)-Kennlinie Typ B2 in der Mittelspannung <sup>15</sup>

Fig. 38 zeigt die Einstellempfehlung für den Entkopplungsschutz und die dazugehörigen zeitlichen Begrenzungen. Die Parametrierung des Modells wurde gemäss dieser Tabelle vorgenommen. Die Überwachung des 10-min-Mittelwertes der Spannung ist nicht implementiert.

<sup>14</sup> Diese Tabelle stammt aus „Empfehlung Netzananschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.67.

<sup>15</sup> Dieses Bild stammt aus „Empfehlung Netzananschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.51.

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz U> (10min-Mittelwert)*		1.10 U <sub>c</sub>	momentan*
Überspannungsschutz U>	1.0...1.4 U <sub>n</sub>	1.15 U <sub>c</sub>	2 s
Überspannungsschutz U>>	1.0...1.4 U <sub>n</sub>	1.25 U <sub>c</sub>	100ms
Unterspannungsschutz U<	0.1...1.0 U <sub>n</sub>	0.85 U <sub>c</sub>	1.5 s
Unterspannungsschutz U<<	0.1...1.0 U <sub>n</sub>	0.15 U <sub>c</sub>	150 ms
Überfrequenzschutz f>	50...53 Hz	51.5 Hz (U > 70%U <sub>c</sub> )	200 ms
Unterfrequenzschutz f<	47...50 Hz	47.5 Hz (U > 70%U <sub>c</sub> )	200 ms

U<sub>c</sub> : Vereinbarte Versorgungsspannung  
 U<sub>n</sub> : Nennspannung (Nominalwert)  
 momentan = 50...150 ms (zur Vermeidung von Überfunktionen)  
 \*Stromrichter sind standardmässig so einzustellen  
 Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysteresis) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederzuschaltung beachten.

Fig. 38: Einstellempfehlung für den Entkopplungsschutz für Typ B EEA im Mittelspannungsnetz<sup>16</sup>

Um die dynamische Unterspannungsgrenze zu parametrieren, werden dem DSL-Element die beiden Spannungsgrenzen sowie die Anfangs- und Endzeitpunkte als Parameter übergeben. Aus diesen Werten wird gemäss ( 4 ) die Geradengleichung berechnet.

$$u(t) = \frac{UV2 - UV1}{tU1 - tU2} \cdot (t - tU2) + UV2 \quad (4)$$

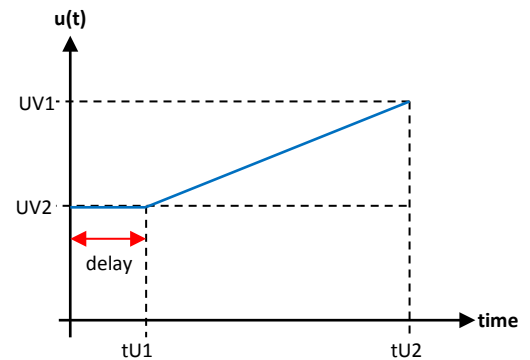


Fig. 39: Dynamische Spannungsuntergrenze

Die Parameter aus ( 4 ) sind entsprechend im Modell hinterlegt. Um ein besseres Verständnis zu bekommen, welcher Wert welchem Parameter zugeordnet werden muss, ist es sinnvoll, Fig. 37 und Fig. 39 gedanklich zu überlagern.

<sup>16</sup> Diese Tabelle stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.51.

### A.4.1.3 Wiedereinschaltbedingung

Eine weitere Anforderung der Norm ist die Überprüfung der Spannungs- sowie der Frequenzgrenzen vor der Wiedereinschaltung der EEA nach einer Störung. Konkret heisst dies für einen WR, dass die Spannung am Anschlusspunkt zwischen 90 % und 110 % der Nennspannung und die Frequenz zwischen 47.5 Hz und 50.05 Hz liegen muss. Die Verzögerungszeit für die Wiedereinschaltung liegt in der Regel zwischen 2 Minuten und 30 Minuten und muss mit dem VNB abgestimmt werden. Diese Anforderung gilt sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannung.<sup>17</sup> Diese Funktion implementiert der rot markierte Block aus Fig. 33 sowie Fig. 36.

### A.4.1.4 Einschaltverzögerung

Bei Anlagen mit mehreren WR an einem Standort ist es meist nicht ratsam, dass nach einer Störung alle WR gleichzeitig einschalten. Aus diesem Grund ist es möglich, dass jedem WR eine individuelle Einschaltverzögerungszeit zugewiesen wird. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die Einspeiseleistung nach und nach erhöht wird und nicht eine plötzliche Änderung auftritt. Diese Zeitverzögerung ist demzufolge mit dem VNB zu vereinbaren.

## A.4.2 Wirkleistungsreduktion

Zum einen wird durch dieses DSL-Element die P(f)-Funktion implementiert (Kapitel A.4.2.1). Diese Funktion wird von der Norm gefordert und wurde entsprechend im rot markierten Block (Fig. 40) umgesetzt<sup>18</sup>. Zum anderen enthält dieses Element die P(U)-Funktion (Kapitel A.4.2.2), welche der blaue Block abdeckt (Fig. 40). Diese Funktion wird zurzeit von der Norm nicht gefordert, soll aber für weiterführende Untersuchungen verwendet werden können. Beide Funktionen lassen sich über einen Parameter individuell ein- bzw. ausschalten. Grün sind die Filterblöcke markiert. Diese reduzieren kurzzeitige Schwankungen und verhindern dadurch ein ungewolltes Auslösen der Funktion bei grenzwertnahen Eingangsgrössen.

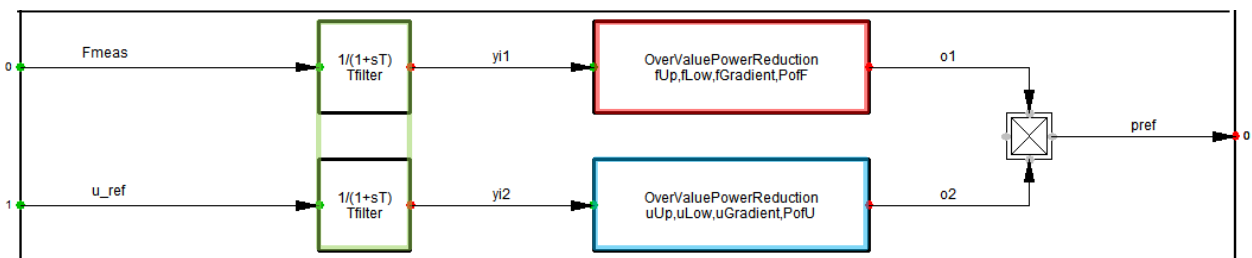


Fig. 40: Blockmodell der Wirkleistungsreduktion

<sup>17</sup> Sinngemäss übernommen aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.53 und S.68.

<sup>18</sup> Diese Information stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.54, S.69.

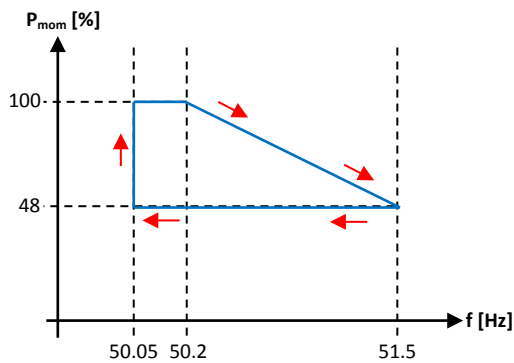


Fig. 41: Leistungsreduktion bei Überfrequenz

#### A.4.2.1 P(f)-Funktion

Die P(f)-Funktion wird von der Norm sowohl im Nieder- als auch im Mittelspannungsnetz gefordert.<sup>19</sup> Fig. 41 zeigt die Funktionsweise. EEA müssen bei Erreichen der Frequenz von 50.2 Hz die momentan erzeugte Wirkleistung  $P_{\text{mom}}$  einfrieren und bei weiterer Frequenzzunahme mit einem Gradienten von 40 %/Hz reduzieren. Unterschreitet die Frequenz die untere Grenze von 50.05 Hz kann die Reduktion aufgehoben werden und wieder mit 100 %  $P_{\text{mom}}$  eingespeist werden. Wird hingegen die Obergrenze von 51.5 Hz überschritten, so muss die EEA vom Netz getrennt werden. Diese Abschaltgrenze überwacht der Netz- und Anlagenschutz (Kapitel A.4.1).

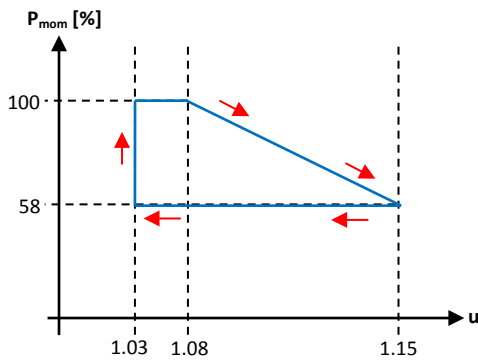


Fig. 42: Leistungsreduktion bei Überspannung

#### A.4.2.2 P(U)-Funktion

Auf die gleiche Weise wie die P(f)-Funktion reduziert die P(U)-Funktion  $P_{\text{mom}}$  in Abhängigkeit von der Spannung und fungiert somit als aktive Spannungsstabilisierung. Da diese Funktion von der Norm noch nicht definiert ist, wurden Grenzwerte angenommen. Somit wird  $P_{\text{mom}}$  ab 1.08 p.u. eingefroren und bei weiterer Spannungs Zunahme mit einem Gradienten von 600 %/p.u. reduziert. Bei der Unterschreitung von 1.03 p.u. wird die Begrenzung aufgehoben und wieder mit 100 %  $P_{\text{mom}}$  eingespeist. Die P(U)-Funktion kann ebenfalls in Verbindung mit der FRT-Funktion verwendet werden (Kapitel A.4.3.1). In diesem Fall regelt die FRT-Funktion im Fehlerfall die Blindleistung und die P(U)-Funktion bestimmt die Wirkleistung gemäss des vorgegebenen Gradienten.

### A.4.3 PQ-Regler

Fig. 43 zeigt das Blockmodell des PQ-Reglers, welcher zudem die FRT-Funktion enthält und die Einhaltung der physikalischen Grenzen überwacht. Dieses DSL-Element bildet das Herzstück des Dynamikmodells und ist massgeblich für das Verhalten des WR verantwortlich. Die Rückgabewerte dieses Elementes sind die Grössen  $i_d$  und  $i_q$  des komplexen Stromes. Diese werden an das DSL-Element [CurrentController] (Kapitel A.4.4) übergeben.

Die blau markierten Blöcke liefern den Sollwert für die Wirk- sowie die Blindleistung. Diese können dem Modell via Parameter fix übergeben oder es kann eine gemessene Charakteristik vorgegeben werden (Kapitel A.4.5). Der dunkelgrün markierte Block unterstützt die Funktion der Wirkleistungsreduktion (Kapitel A.4.2). Dieser friert bei der Aktivierung der P(f)- oder P(U)-Funktion die Momentanleistung ein und setzt diese als Obergrenze für die Leistungsvorgabe. Wenn die Funktion deaktiviert ist, hat dieser Block keinen Einfluss auf die Leistungsvorgabe. Die hellgrün markierten Blöcke implementieren die FRT-Funktion (Kapitel A.4.3.1). Über den entsprechenden Flag-Parameter lässt sich diese Funktion ein- und ausschalten. Die P- und Q-Regelung ist mit einem PI-Regler realisiert und wird von den rot markierten Blöcken übernommen. Als Input dient die Wirk- bzw. die Blindleistung, welche am Verknüpfungspunkt des WR gemessen wird. Der gelb markierte Block stellt sicher, dass die physikalischen Begrenzungen der Wirk- sowie der Blindleistungsvorgabe eingehalten werden (Kapitel A.4.3.3). Im Falle, dass die FRT-Funktion aktiv ist, werden die Begrenzungen entsprechend den damit verbundenen Vorgaben angepasst. Dieser Block stellt somit sicher, dass die vom WR abgegebene Scheinleistung stets den physikalischen und normativen Vorgaben entspricht.

<sup>19</sup> Diese Information stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.54, S.69.

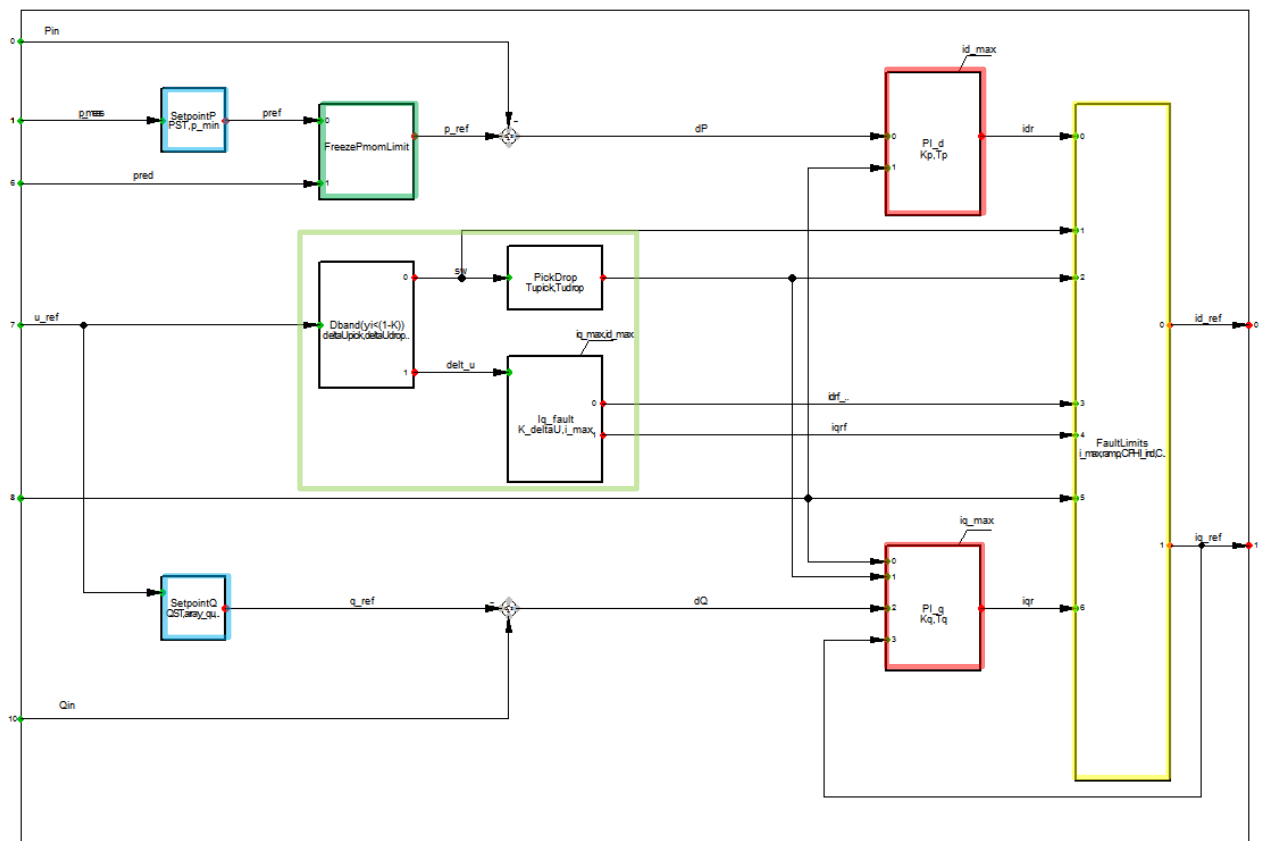


Fig. 43: Blockmodell des PQ-Reglers

### A.4.3.1 FRT-Funktion

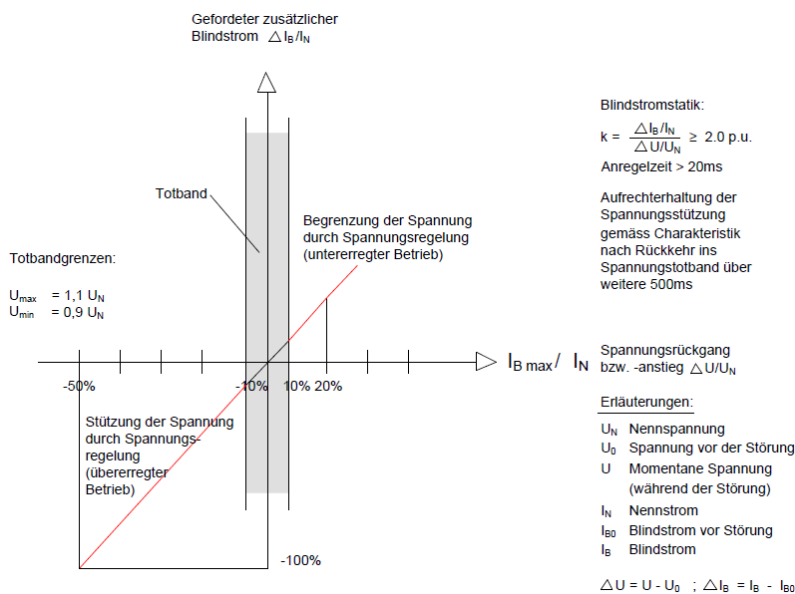


Fig. 44: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehler [VDN TC 2007]

FRT oder auch LVRT bezeichnet die Funktion der dynamischen Netzstützung. Dabei fordert die Norm, dass EEA vom Typ B einen Blindstrom in das Netz einspeisen müssen, um die Spannung zu stützen.<sup>20</sup> Dazu ist bei einer Spannungsabweichung von mehr als 10 % des Effektivwertes der Generatorspannung eine Spannungsregelung gemäss Fig. 44 zu aktivieren. Diese Spannungsregelung muss die Bereitstellung eines Blindstromes am Verknüpfungspunkt mit einem Beitrag von mindestens 2 % des Nennstromes pro Prozent des Spannungseinbruches sicherstellen. Die Anlage muss in der Lage sein, innerhalb von 20 ms den gewünschten Blindstrom bereitzustellen. Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein. Nach Rückkehr der Spannung in den

Bereich des Totbandes muss die Spannungsregelung gemäss der vorgegebenen Charakteristik mindestens über 500 ms aufrechterhalten werden.<sup>21</sup> Diese Funktion wird von der Norm nur für Typ B EEA gefordert, welche in das

<sup>20</sup> Weiterführende Informationen sind zu finden in „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.57.

<sup>21</sup> Sinngemäss übernommen aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.56.

Mittelspannungsnetz einspeisen. Das Modell erlaubt jedoch, diese Funktion für Anlagen im Niederspannungsnetz einzusetzen, um so die möglichen Auswirkungen zu untersuchen.

Fig. 45 zeigt vergrössert die FRT-Blöcke aus Fig. 43. Als Eingangsgrösse wird der Betrag der Spannung am Verknüpfungspunkt in p.u. übergeben. Der blau markierte Block überprüft zunächst, ob diese ausserhalb des Totbandes liegt. Falls diese Bedingung erfüllt ist, wird das „sw“-Flag auf 1 gesetzt. Zusätzlich wird  $\Delta u$  an den rot markierten Block übergeben. Dieser berechnet abhängig vom erhaltenen Wert die physikalisch bedingte neue Obergrenze für  $i_d$  sowie den Vorgabewert für  $i_q$ . In diesem Modus ist der PI-Regler der Blindleistung ausgeschaltet und  $i_q$  wird fix vom rot markierten Block vorgegeben. Der grüne Block implementiert die normativ geforderte Ein- und Ausschaltverzögerung der FRT-Funktion.

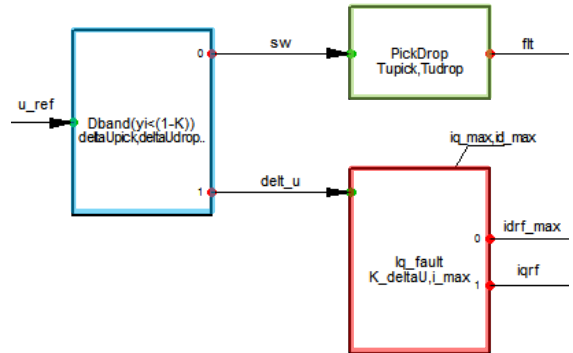


Fig. 45: FRT Blöcke

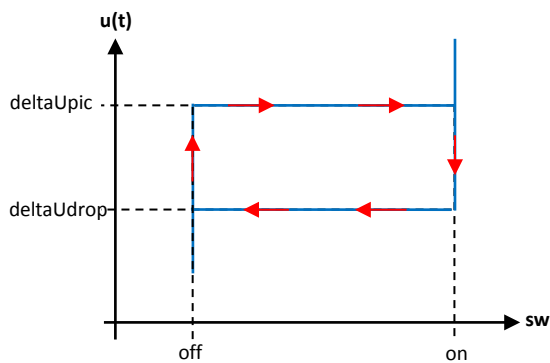


Fig. 46: Hysteresis für die Totbandgrenze

Um zu verhindern, dass die Funktion bei einer Spannung auf der Totbandgrenze (0.9 p.u. oder 1.1 p.u.) zu schwingen beginnt, wurde eine Hysteresis für das Ein- und Ausschalten der Funktion eingebaut (Fig. 46). Diese kann entsprechend den Anforderungen parametrisiert werden. standardmässig liegt zwischen der Ein- und Ausschaltgrenze ein Unterschied von 0.01 p.u.

#### A.4.3.2 Leistungsregler

Die Wirk- respektive Blindleistung wird jeweils von einem PI-Regler geregelt. Diese beiden Regelkreise sind parallel geschaltet. Die verwendeten PI-Regler für die Wirk- sowie die Blindleistung weisen die gleiche Funktionsweise auf. Die Stellgrösse des Reglers ist die Sollleistung. Diese wird mit der rückgeführten Leistung am VK des WR verglichen und die Regelabweichung dem PI-Regler übergeben. Die Stellgrösse ist die Stromvorgabe für den Stromregler (Kapitel A.4.4).

#### A.4.3.3 Begrenzung

Dieser Block übernimmt die Aufgabe der Leistungsbegrenzung in Abhängigkeit von normativen und physikalischen Grenzen. Weiter werden bei aktivem FRT die Ströme  $i_d$  sowie  $i_q$  entsprechend der Funktionsvorgabe umgesetzt (Kapitel A.4.3.1). Zudem wird nach einer Netztrennung des WR die Leistungszunahme durch diesen Block vorgegeben. Dieser wird bestimmt, indem die Steigung in %/s als Parameter dem DSL-Element übergeben wird.

In Fig. 47 ist rot die Leistungsbegrenzung des WR im Normalbetrieb eingezeichnet. Diese wird einerseits durch die maximale Scheinleistung (vgl. ①) und andererseits durch den maximalen Wert von  $\cos(\varphi)$  (vgl. ②) definiert. Die Limits für die Wirk- und Blindleistung werden wie folgt berechnet:

$$Q_{Lim} = \pm P_{max} \cdot \tan\{\cos^{-1}[\cos \varphi]\} \quad (5)$$

$$P_{Lim} = \sqrt{S_{Lim}^2 - Q_{Lim}^2} \quad (6)$$

Durch die Aktivierung der FRT-Funktion wird die rote Begrenzung aufgehoben und die gesamte Fläche des Halbkreises steht während der Aktivierungsdauer für die Leistungsvorgabe zur Verfügung. Wird die FRT-Funktion deaktiviert, so werden die Grenzen wieder aktiv und die Leistung wird im Bedarfsfall entsprechend angepasst.

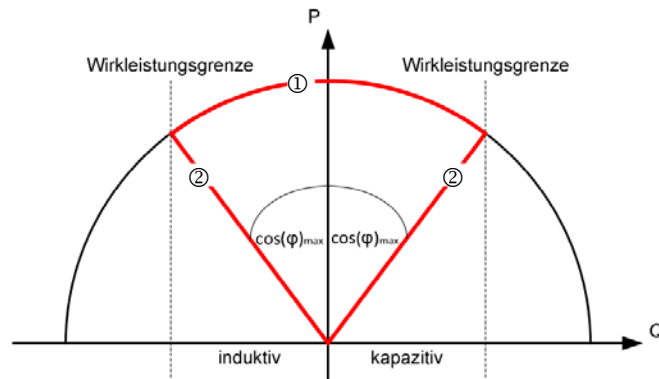


Fig. 47: Leistungsgrenzen im Normalbetrieb des Wechselrichters

#### A.4.4 Stromregler

Dieses DSL-Element beinhaltet die PI-Regler für den Wirk- sowie den Blindstrom. Dabei wird der komplexe Strom, welcher am VK des WR gemessen wird, mittels des grünen Blocks (Fig. 48) zunächst dq-transformiert. Vom PQ-Regler wird  $i_{dref}$  und  $i_{qref}$  als Referenzgrösse geliefert. Diese beiden Eingangswerte werden verglichen und die Regelabweichung den Reglern (blau markierte Blöcke) übergeben. Die Reglerausgangsgrössen sind die dq-Elemente der Spannung, welche mittels des rot markierten Blockes in die komplexen Grössen zurücktransformiert werden. Diese komplexen Grössen werden dem PVA-Element (ElmPvsys-Objekt) übergeben. Ebenfalls in diesem DSL-Element enthalten ist die Spannungsvorsteuerung (engl.: voltage feed forward). Dabei wird die am Ausgang gemessene Spannung mittels des orange markierten Blocks dq-transformiert und zur Spannung am Ausgang des Reglers addiert.

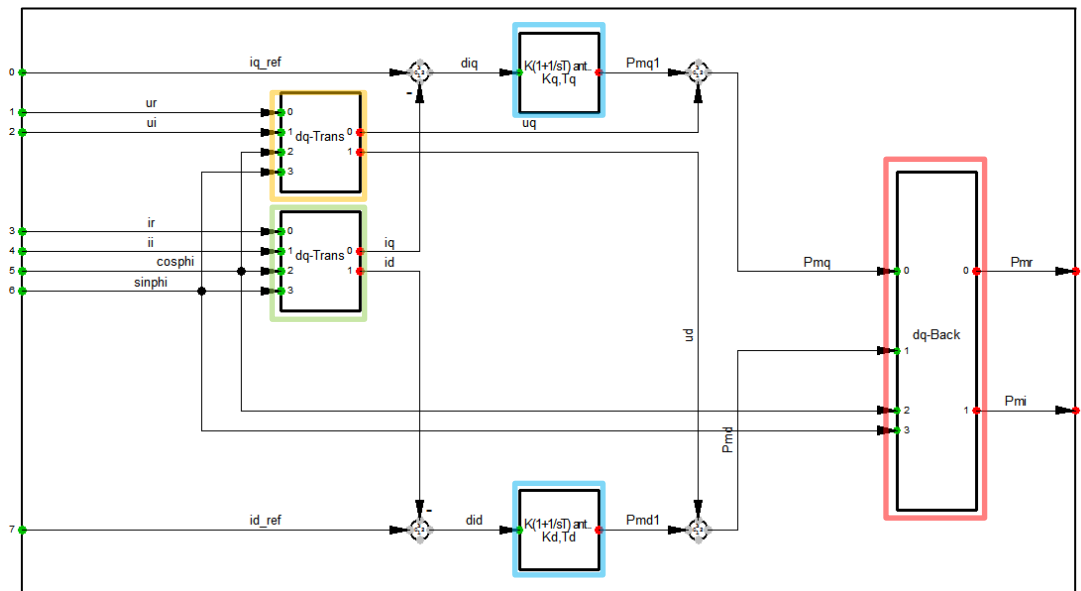


Fig. 48: Blockmodell des I-Reglers

#### A.4.5 Vorgabe eines Lastganges

Falls dem Modell anstelle einer fixen Soll-Wirkleistung eine Wirkleistungscharakteristik vorgegeben werden soll, muss gemäss Fig. 49 vorgegangen werden. Zunächst müssen die Daten der Charakteristik in einer Text-Datei abgelegt und die Werte in p.u. umgerechnet werden. Im Feld (1,1) wird die Anzahl der Spalten, welche Leistungsdaten enthalten, angegeben. In der ersten Spalte wird danach die Zeitachse in Sekunden eingefügt. Diese



beginnt jeweils mit 0 und endet mit der Dauer der Charakteristikdaten<sup>22</sup>. Die Werte dazwischen werden entsprechend skaliert, so dass jeder Zeitschritt gleich gross ist. Dieses Text-File wird auf dem Laufwerk abgelegt und dem Datei-Element (ElmFile-Objekt) zugewiesen. Das Datei-Element wird wiederum dem Slot „PowerCurve“ zugewiesen, wodurch die Charakteristik an das Blockmodell des PQ-Reglers übergeben wird. Mittels der Parameter des PQ-Reglers kann der Charakteristik die untere und obere Leistungsgrenze vorgegeben werden, um eine zu starke Leistungsschwankung zu verhindern.

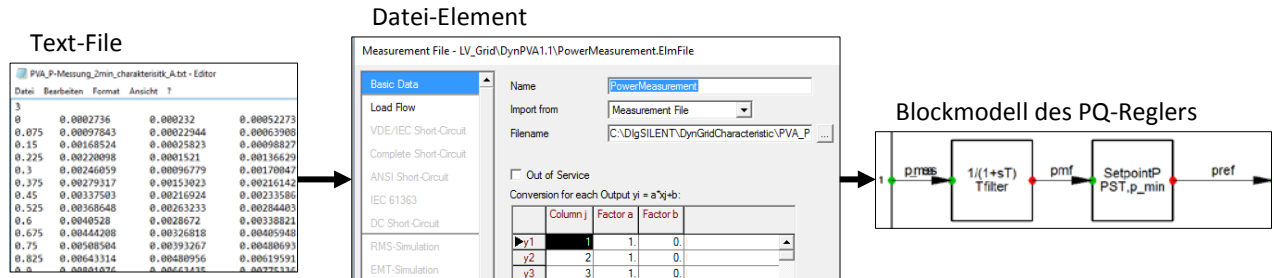


Fig. 49: Hinterlegung einer Wirkleistungscharakteristik

<sup>22</sup> Wenn also beispielsweise Messdaten für 2 Minuten vorhanden sind, welche 10'000 Werte umfassen, so beginnt die Zeitspalte mit 0 und endet mit 2. Die Schritte dazwischen berechnen sich dementsprechend gemäss: Schrittweite = 2 min/(10'000-1).

## B Untersuchungen am Dynamikmodell

### B.1 Energie Thun, Niederspannungsnetz Moosweg

#### B.1.1 Netz- und Ausbausituation

Das Niederspannungsnetz Moosweg ab TS 129 (Rote Markierung, Fig. 50) in Gwatt (Thun) ist in der neuen Konfiguration ausgemessen und modelliert worden<sup>23</sup>. Dieses Netzmodell wurde für die nachfolgenden Simulationen als Basis genutzt. In diesem Verteilnetz sind bereits drei PVA in Betrieb. Diese werden in Fig. 50 anhand der blauen Kästen dargestellt. Die Dachflächen dieses Industriequartiers bieten weiteres Ausbaupotenzial für PVA. Anhand einer Studie wurde ermittelt, wie viel PV-Leistung insgesamt pro Dachfläche installierbar wäre und an welche Sammelschiene diese Anlagen angeschlossen werden müssten. Die Resultate werden in Fig. 50 anhand der orangenen Kästen dargestellt. Die angegebenen Spitzenleistungen wurden basierend auf der verfügbaren Dachfläche, der zu erwartenden lokalen Einstrahlung sowie einem Gesamtwirkungsgrad der PVA von 15 % berechnet.

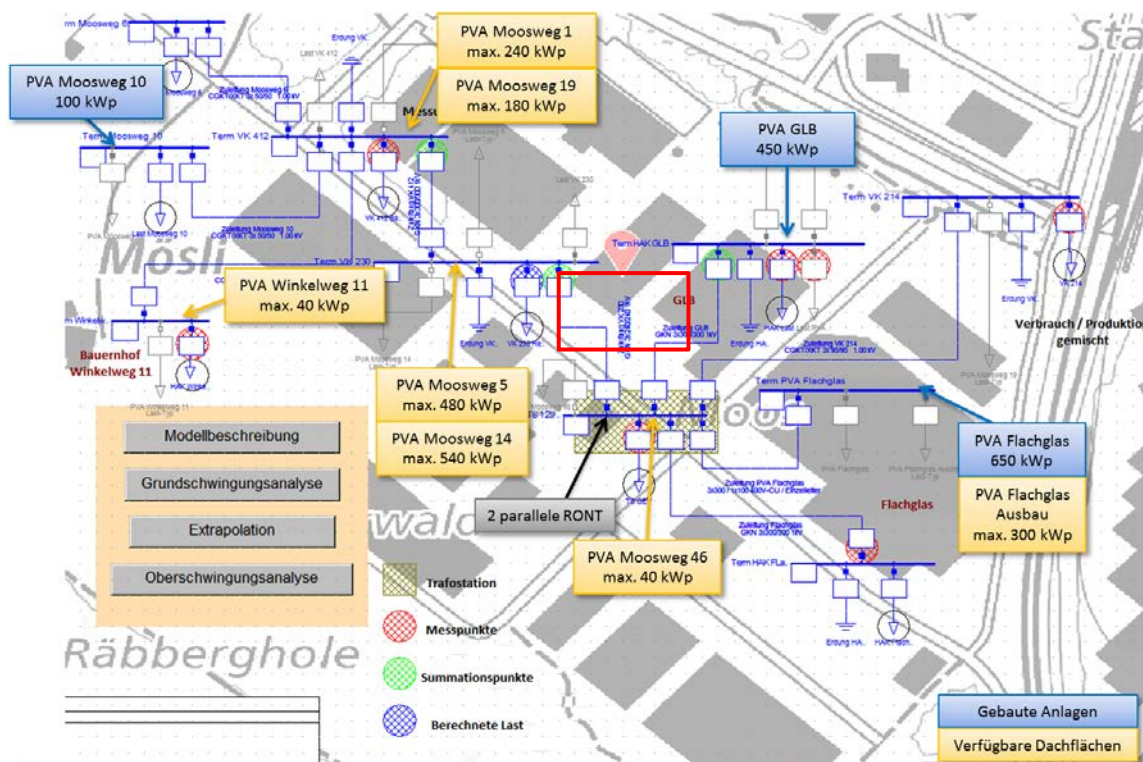


Fig. 50: Übersicht der PVA des Verteilnetzes Thun Moosweg

In der TS 129 sind zwei parallel geschaltete RONT verbaut (Fig. 50, schwarze Textbox), welche das Verteilnetz mit dem Mittelspannungsnetz verbinden. Die RONT sind vom Typ „Minera SGrid“ von Schneider Electric und verfügen jeweils über eine Nennleistung von 630 kVA (Fig. 51). Der Spannungs-Sollwert  $U_c$  des Stufenschalters wurde auf 237 V festgelegt. Das Totband  $U_{v1t}$  um die 237 V weist die Grenzen bei  $\pm 4$  V auf. Die Ausgangsspannung  $U_r$  liegt ausserhalb des Totbands, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

$$U_r < U_c - U_{v1t} \quad (7)$$

$$U_r > U_c + U_{v1t} \quad (8)$$

Die Umschaltung erfolgt nach einer Verzögerung  $TA1$  von 120 s. Kehrt die Ausgangsspannung  $U_r$  nicht in die Totzone zurück, erfolgt nach einer Verzögerung  $TA2$  nach 10 s erneut eine Umschaltung. Insgesamt verfügt der Transformator über 5 Spannungsstufen (-2, -1, 0, +1, +2). Jede Stufe bewirkt eine Spannungsänderung von 2.5 % (bezogen auf die Nennspannung des Transformators) auf der Niederspannungsseite des RONT<sup>24</sup>.

<sup>23</sup> Weiterführende Informationen zu diesem Netz sind zu finden in „Swinging Grids WP3 - Simulation, Energie Thun, NS-Netz Moosweg nachher“ [5].

<sup>24</sup> Weiterführende Informationen zum RONT sind zu finden in „Transformator Minera SGrid – Inbetriebnahme- und Bedienungsanleitung“ [6].

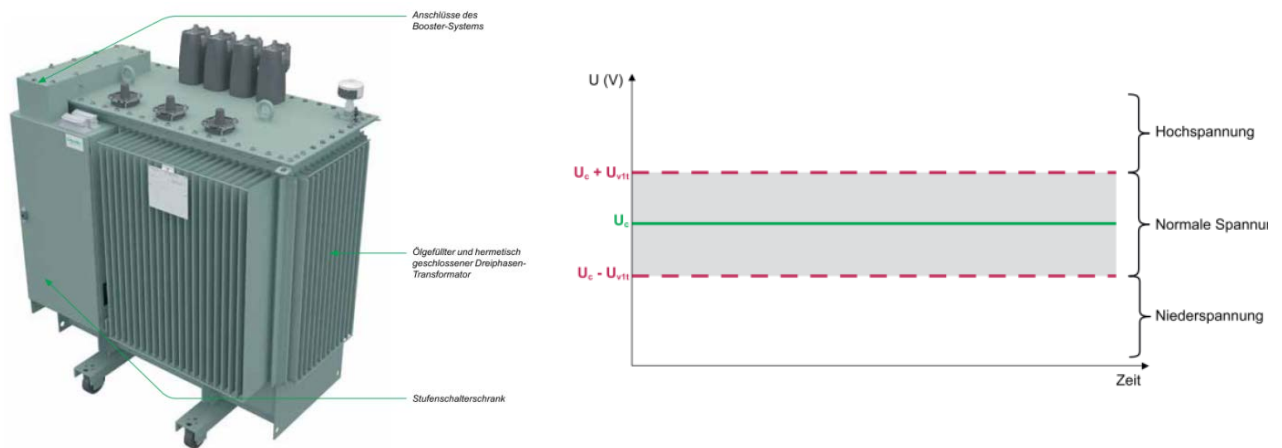


Fig. 51: Aufbau des RONT und dazugehöriges Spannungsband.

### B.1.2 Grenzen des PV-Ausbaus

In Kapitel B.1.1 wird sowohl die momentane wie auch die potenzielle PV-Einspeiseleistung gezeigt. Aufgrund des vorherrschenden Netzausbaustands ist es jedoch nicht möglich die gesamte PV-Leistung auszubauen. Eine wichtige Frage ist deshalb: Welchen prozentualen Anteil der zur Verfügung stehenden Dachflächen können für PVA genutzt werden ohne die bestehende Infrastruktur zu überlasten? Da nicht bekannt ist, welche Dachflächen zukünftig mit einer PVA ausgestattet werden, wurden alle PVA aus Fig. 50 im Modell erfasst. Die drei gebauten Anlagen wurden in jedem Untersuchungsfall mit 100 % der Einspeiseleistung betrieben. Die potenziell verfügbaren PVA wurden in jedem Untersuchungsfall jeweils um 10 % der zur Verfügung stehenden Leistung erhöht. Die Lasten beziehen jeweils die kleinste gemessene Leistung.

Es konnte festgestellt werden, dass die kritischen Elemente des Verteilnetzes einerseits die beiden RONT in der TS 129 und andererseits die Zuleitung zum VK 230 sind. Erreicht die Einspeiseleistung der potenziell verfügbaren PVA 25 %, also der noch freien Dachflächen, so werden die kritischen Netzelemente zu stark überlastet. Die Grenzfallbetrachtung (kleine Bezugsleistung und maximale Einspeisung) ergibt somit, dass ohne Netzausbau maximal 25 % der zusätzlich zur Verfügung stehenden Dachflächen genutzt werden können. Fig. 52 zeigt die entsprechende Situation im Verteilnetz ohne Spannungsabsenkung durch die RONT (Fig. 52, blaue Markierung). Dabei ist zu sehen, dass die RONT mit 124 % und die Zuleitung VK 230 mit 100.5 % belastet sind (Fig. 52, orange Markierung). Werden die Spannungen der Sammelschienen betrachtet, so kann festgestellt werden, dass diese am „Term Moosweg 10“ an der 1.1 p.u. Obergrenze angelangt ist (Fig. 52, rote Markierung).

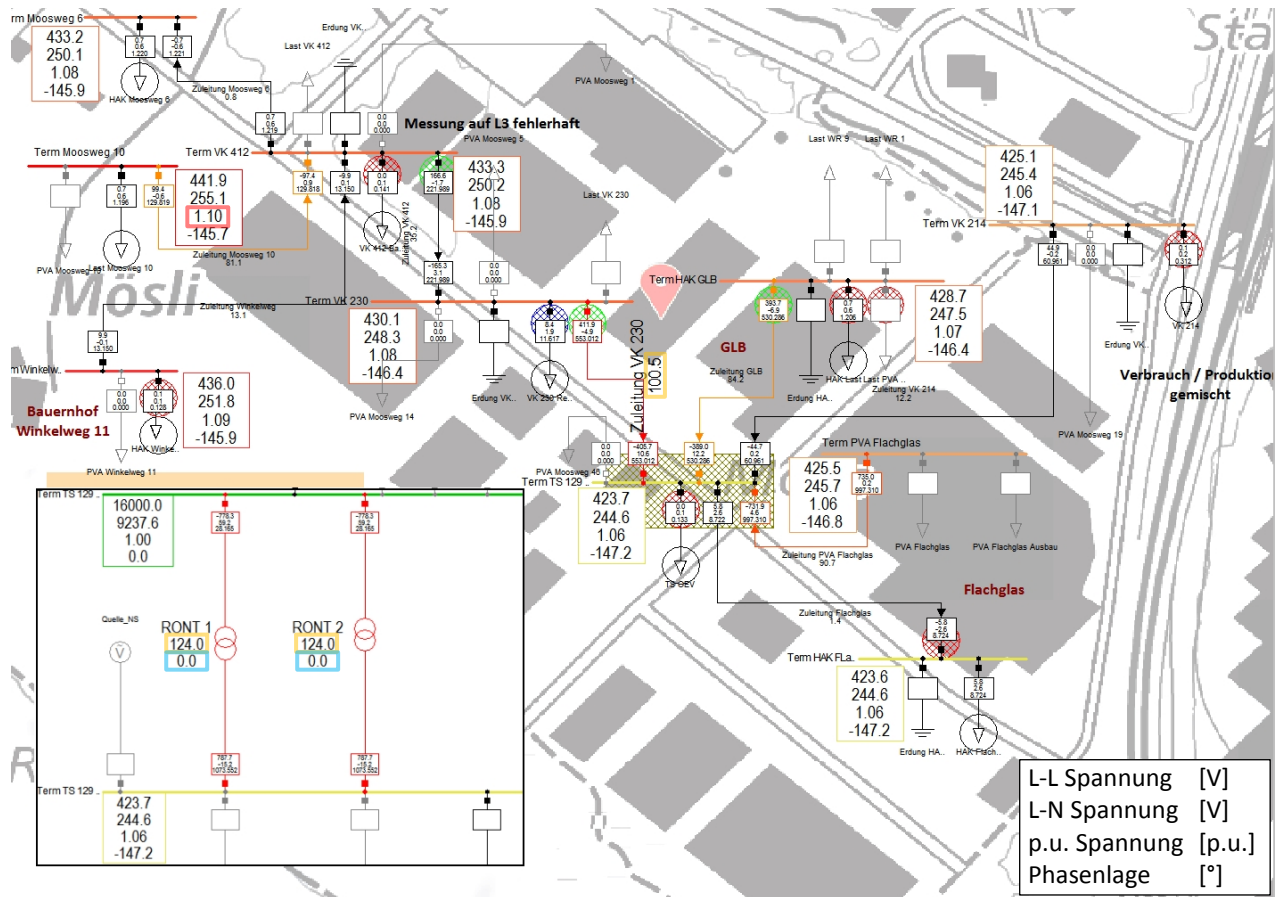


Fig. 52: Lastflussberechnung, aktueller Ausbau sowie 25 % der noch verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe 0

Da die Spannung an der Niederspannungssammelschiene der RONT die obere Totbandgrenze überschreitet, schalten die Stufenschalter der RONT gemäss Lastflussberechnung die Spannung um zwei Stufen nach unten (Fig. 53, blaue Markierung) wodurch die Lastflusssituation aus Fig. 53 resultiert. Es ist festzustellen, dass durch die Spannungsabsenkung die maximale Belastung der kritischen Netzelemente zunimmt. Die RONT werden in diesem Fall mit 130.3 % und die Zuleitung VK 230 mit 105.6 % belastet (Fig. 53, orange Markierung). Weiter ist zu beobachten, dass die Spannung am „Term Moosweg 10“ nun auf 1.05 p.u. abgesenkt wird (Fig. 53, rote Markierung).

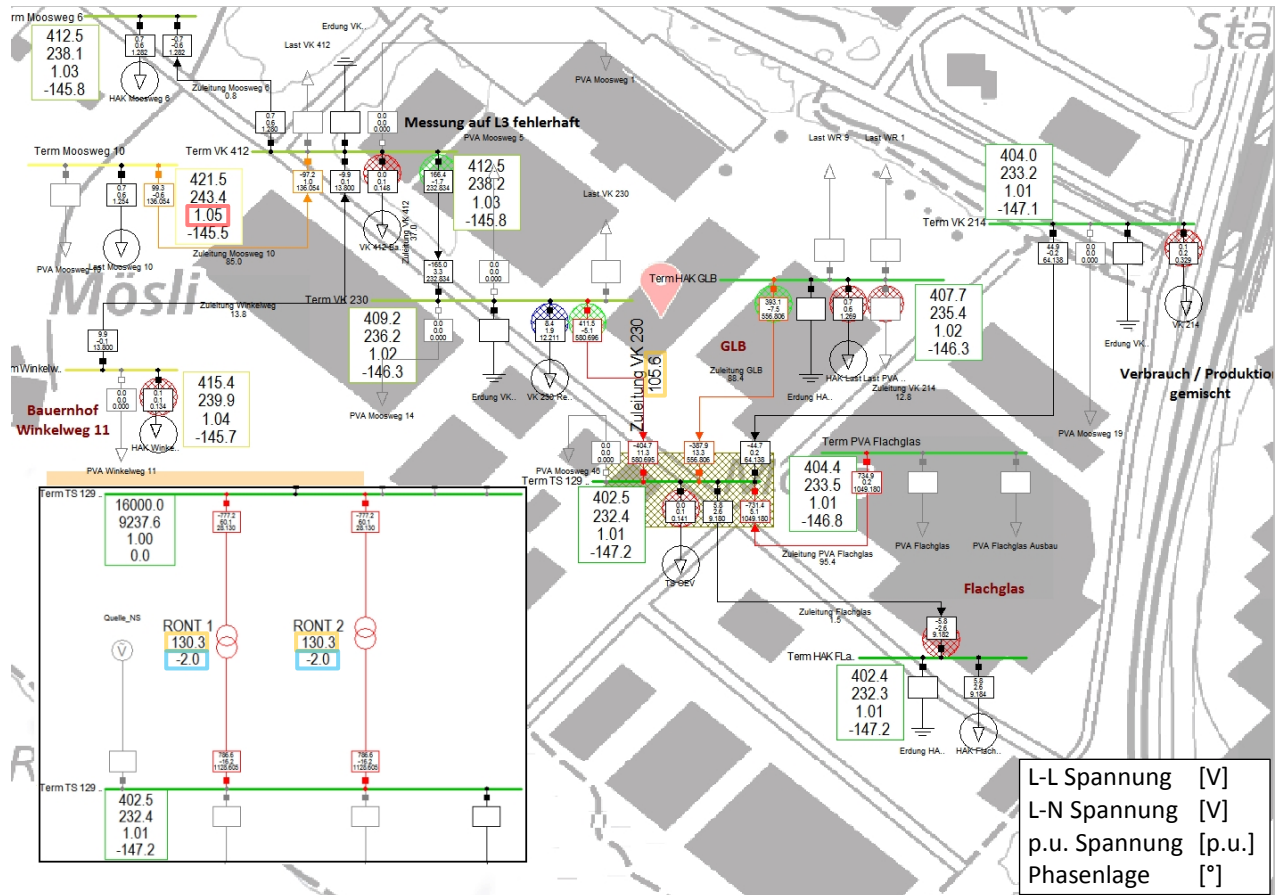


Fig. 53: Lastflussberechnung, aktueller Ausbau sowie 25% der verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe -2

Diese Lastflussberechnungen haben gezeigt, dass die Grenze für den PV-Ausbau im Niederspannungsnetz Moosweg ab TS 129 in Gwatt (Thun) bei zusätzlichen 25 % der noch zur Verfügung stehenden Dachflächen liegt. Es konnte festgestellt werden, dass die begrenzenden Elemente einerseits die RONT und andererseits die Zuleitung VK 230 sind. Somit kann gesagt werden, dass diese Komponenten verstärkt werden müssen, falls die Grenze von 25 % für den PV-Ausbau überschritten werden soll. Bei diesem Ausbaustand kann mittels der RONT das Spannungsniveau an den Sammelschienen des Verteilnetzes im Bereich von 1.01 p.u. bis 1.05 p.u. gehalten werden.



Fig. 54 und Fig. 55 zeigen jeweils die Auslastung der begrenzenden Netzkomponenten im Verteilnetz Thun Moosweg. Für die Untersuchung wurde die maximal zusätzlich ausbaubare PVA-Einspeiseleistung als 100 % gewählt. In 10 %-Schritten wird die Einspeiseleistung von 0 % bis 100 % sukzessive angehoben. Bei jedem Leistungsschritt wurde eine Lastflussberechnung durchgeführt und die Auslastung der Leitung „Zuleitung VK 230“ (Fig. 54) sowie der beiden RONT (Fig. 55) betrachtet. Die bereits bestehenden PV-Anlagen speisen in jedem Betrachtungsfall mit der maximal möglichen Leistung ein. Die Situation wurde im Minimal-, Durchschnitts- sowie im Maximallastfall betrachtet.

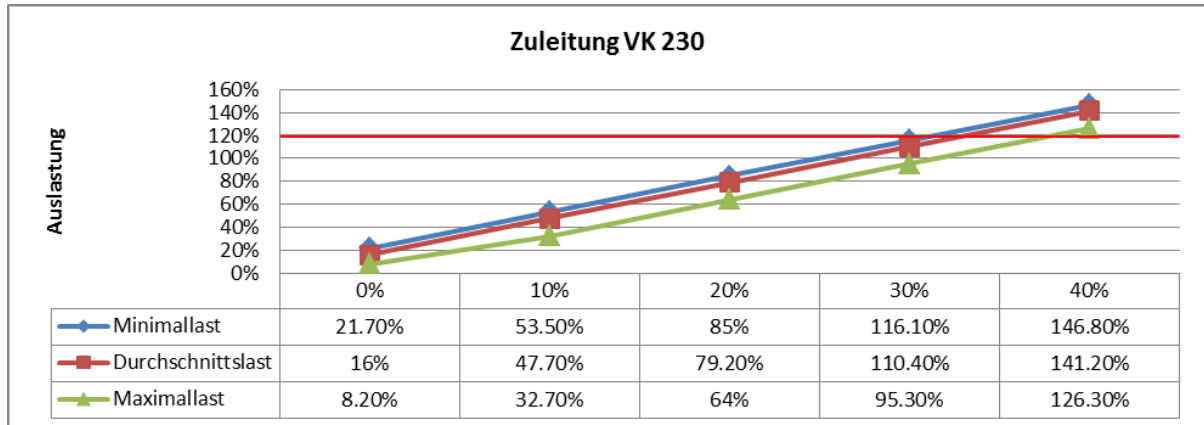


Fig. 54: Auslastung der „Zuleitung VK 230“ unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustufen

Da die Maximale PV-Einspeisung nicht mehr als 2-4 Stunden erwartet wird, kann für diese Dauer eine Auslastung der Elemente von bis zu 120 % zugelassen werden. Diese Grenze ist zusammen mit den Partnern bestimmt worden. Bei der Betrachtung von Fig. 54 kann festgestellt werden, dass die Leitung „Zuleitung VK 230“ maximal eine zusätzliche Einspeiseleistung von 30 % bewältigen kann, bevor diese über 120 % belastet wird. Demzufolge muss ein Ausbau der Leitung in Betracht gezogen werden, wenn mehr als 30 % der zusätzlichen Einspeiseleistung geplant wird.

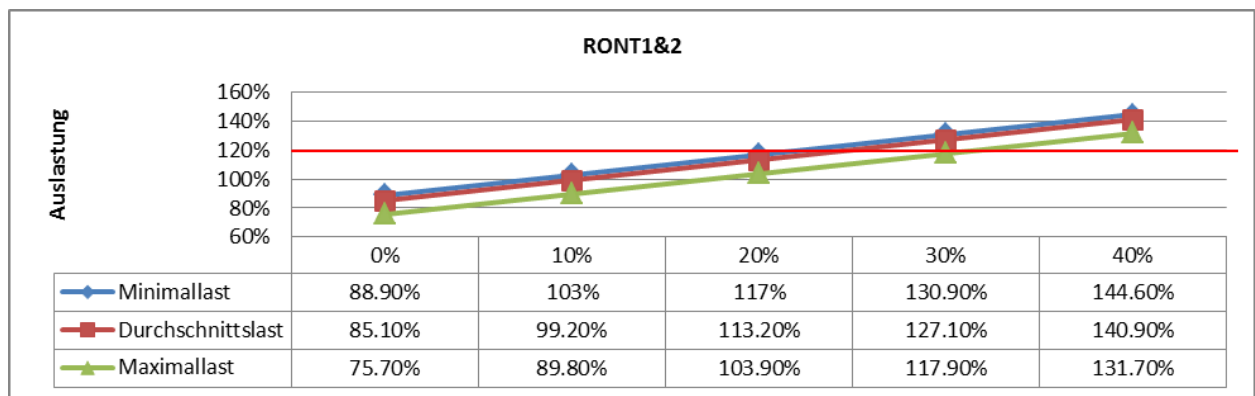


Fig. 55: Auslastung von „RONT 1 und 2“ unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustufen

Unter der Annahme, dass die RONT über einen Zeitraum von maximal 2-4 Stunden bis zu 120 % überbelastet werden können, kann anhand von Fig. 55 gezeigt werden, dass aufgrund der RONT eine maximale PVA Erweiterung von rund 25 % zulässig ist. Falls dementsprechend ein grösserer Ausbau der PVA geplant wird, müssen Massnahmen in Betracht gezogen werden, wie zum Beispiel ein Ersatz der RONT durch leistungsstärkere Komponenten, oder eine Umstrukturierung des Niederspannungsnetzes. Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass die RONT die am stärksten begrenzenden Komponenten bezüglich des Leistungsausbaus der PVA sind.

### B.1.3 In welchen Fällen macht der RONT Sinn?

Anhand des aktuellen PV-Ausbaustandes im Niederspannungsnetz Moosweg ab TS 129 in Gwatt (Thun) wird in diesem Kapitel untersucht, was die Vorteile der automatischen Stufenumschaltung der RONT sind. Dabei soll zudem gezeigt werden, ob die Regelung auf die Sammelschiene „Term TS 129 NS“ sinnvoll ist oder ob alternativ eine andere Sammelschiene als Spannungsmesspunkt sinnvoller wäre. Bei den nachfolgenden Betrachtungen ist zu beachten, dass davon ausgegangen wird, dass die MS-Spannung konstant bleibt.

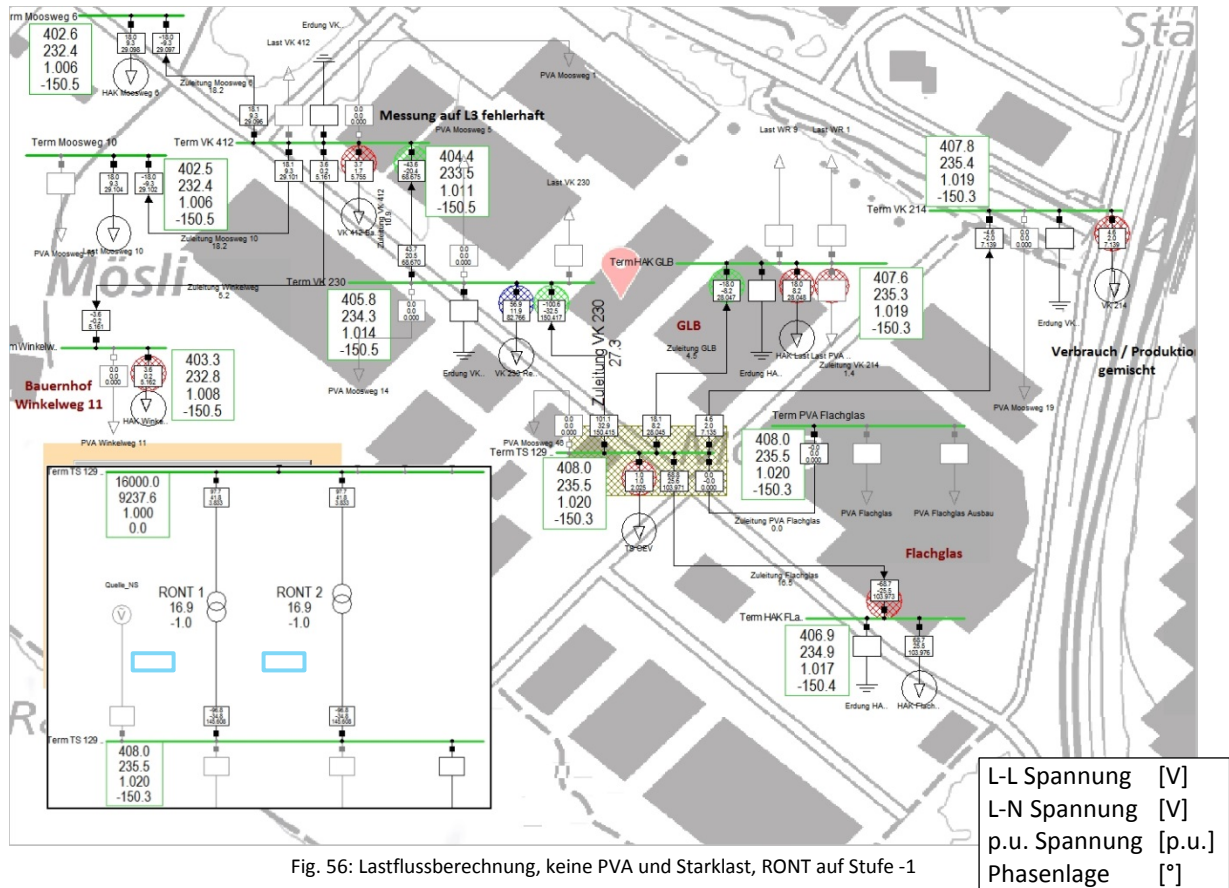


Fig. 56: Lastflussberechnung, keine PVA und Starklast, RONT auf Stufe -1

en, dass davon ausgegangen wird, dass die MS-Spannung konstant bleibt.

Fig. 56 zeigt die Spannungssituation im Starklastfall und ohne PVA. In diesem Fall schalten die RONT auf die Stufe -1 (Fig. 56, blaue Markierung) und es ergeben sich Sammelschienenenspannungen von 1.006 bis 1.02 p.u. Dieser Fall dient zum Vergleich für die nachfolgenden Lastflussberechnungen.

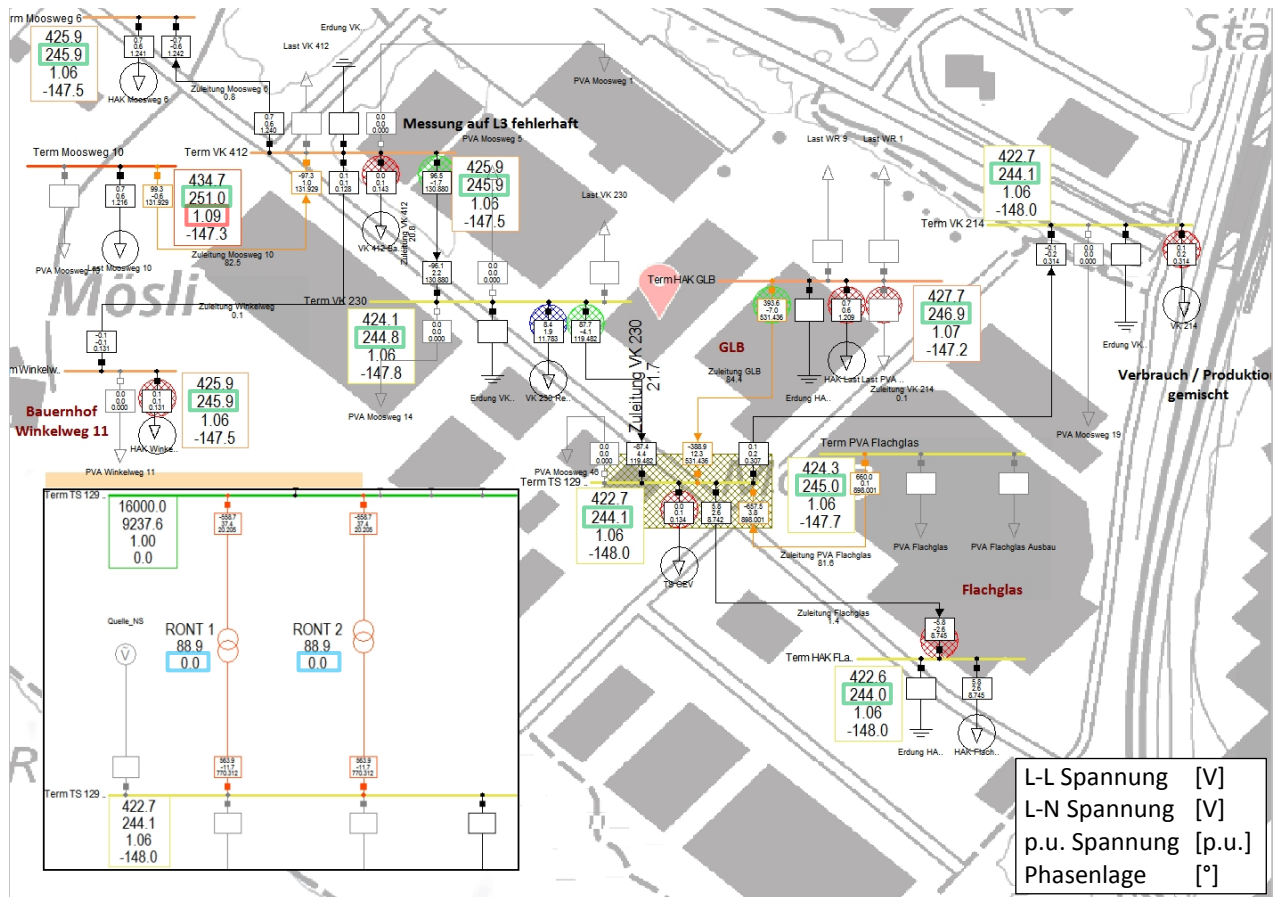


Fig. 57: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, RONT auf Stufe 0

In Fig. 57 wird der Lastflussfall mit Schwachlast und mit dem aktuellen PV-Ausbau mit maximaler Einspeisung gezeigt. Die Stufenschalter der RONT befinden sich auf Stufe 0 (Fig. 57, blaue Markierung). Dabei ist zu sehen, dass die Spannung an der Sammelschiene „Term Moosweg 10“ bereits bei 1.09 p.u. liegt (Fig. 57, rote Markierung). Da die Totbandgrenze von 241 V an jeder Sammelschiene überschritten ist (Fig. 57, grüne Markierungen), spielt es in diesem Fall keine Rolle, an welchem Punkt die Spannung für die RONT-Regelung gemessen wird. Es käme in jedem Fall zu einer Stufenabsenkung und somit zur Lastflusssituation aus Fig. 58.



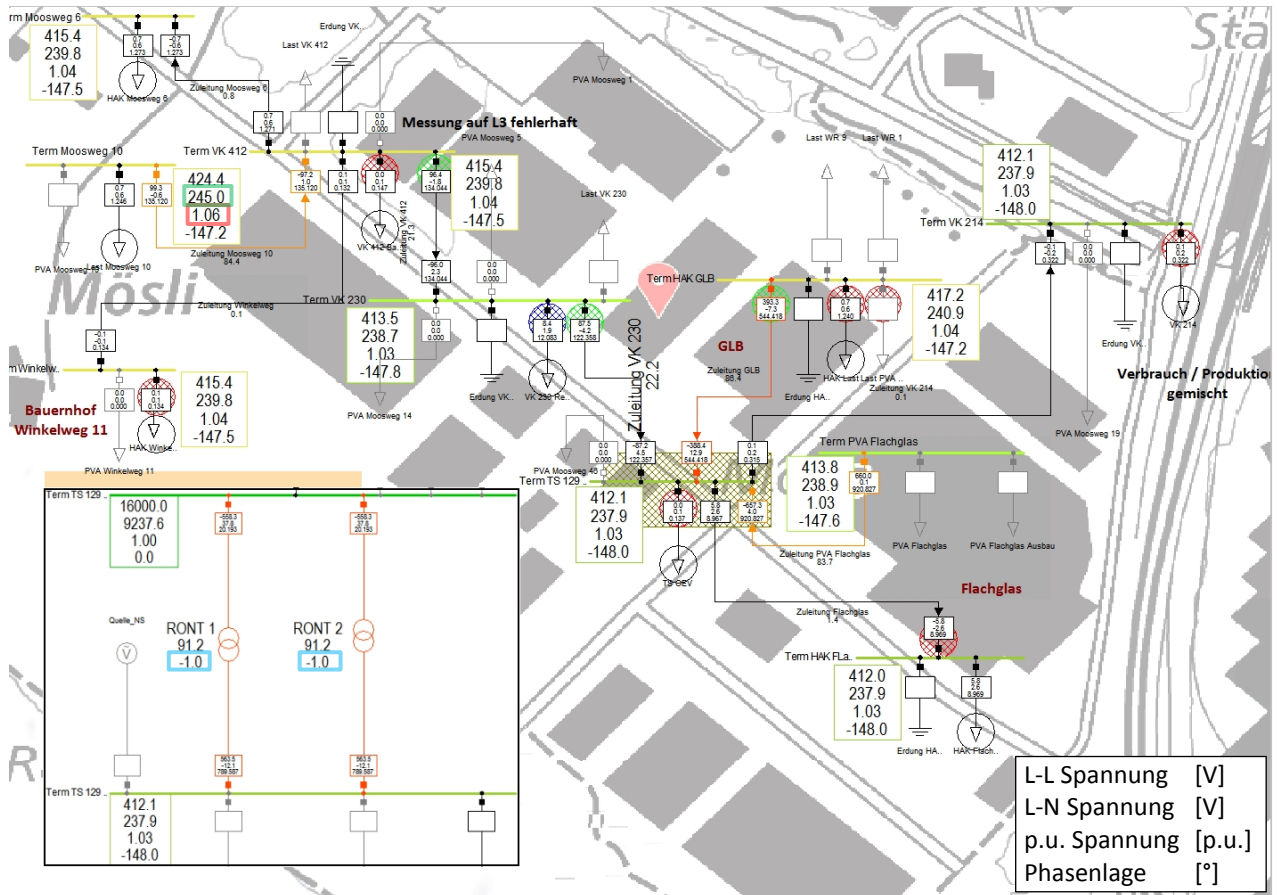


Fig. 58: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, RONT auf Stufe -1

Die Lastflussberechnung aus Fig. 58 zeigt die Situation nach der Stufenumschaltung durch die RONT (Fig. 58, blaue Markierung). Es kann festgestellt werden, dass die meisten Sammelschienspannungen nun unterhalb der Totbandgrenze liegen. Die Spannung an der Sammelschiene „Term Moosweg 10“ liegt ebenfalls auf einem akzeptablen Niveau von 1.06 p.u. (Fig. 58, rote Markierung). Bei der verwendeten Totbandgrenze von 241 V würde es lediglich zu einer weiteren Umschaltung kommen, wenn die Spannung an der Sammelschiene „Term Moosweg 10“ gemessen würde (Fig. 58, grüne Markierung).

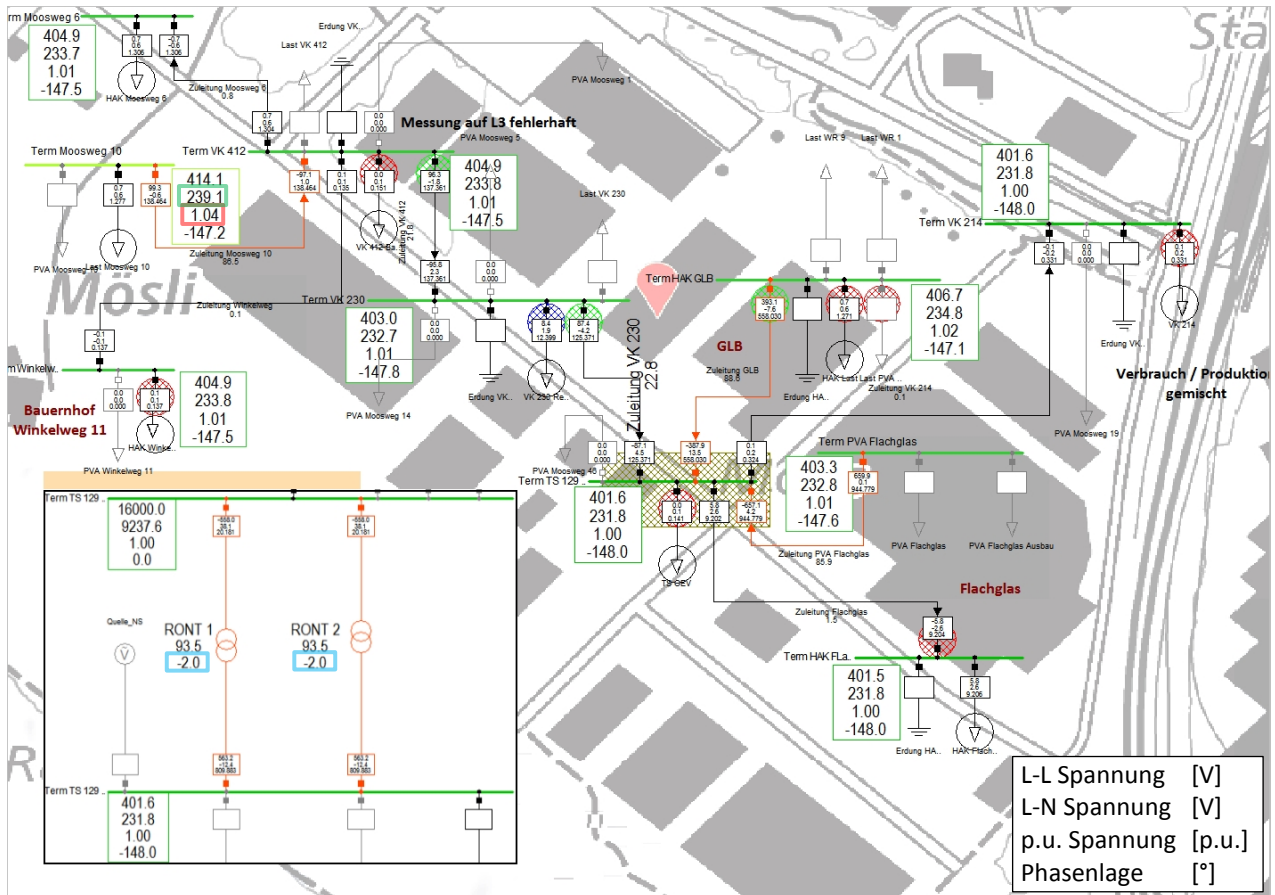


Fig. 59: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, RONT auf Stufe -2

Wenn die Spannungsmessung der RONT-Regelung statt direkt am Ausgang der RONT (Term TS 129 NS) an der Sammelschiene „Term Moosweg 10“ erfolgen würde, so käme bei der betrachteten Netzsituation zu einer weiteren Stufenumschaltung (Fig. 59, blaue Markierung). Die neue Situation wird in Fig. 59 gezeigt. Nun liegen die Sammelschienenspannungen zwischen 1 p.u. und 1.04 p.u., was klar eine akzeptable Spannungssituation darstellt. Jedoch muss bedacht werden, dass die Installation einer Spannungsmessung am „Term Moosweg 10“ sowie die Installation der Datenleitung bis zu den RONT aufwendig ist. Eine alternative Möglichkeit, um denselben Effekt zu erreichen, wäre beispielsweise die Absenkung der am RONT eingestellten Nennspannung an der Sammelschiene „Term TS 129 NS“. Allenfalls sinnvoll ist auch die Schmälerung des Totbandes, da die Spannungsschwankungen an der Niederspannungssammelschiene der RONT geringer ausfallen als beispielsweise an der Sammelschiene „Term Moosweg 10“.

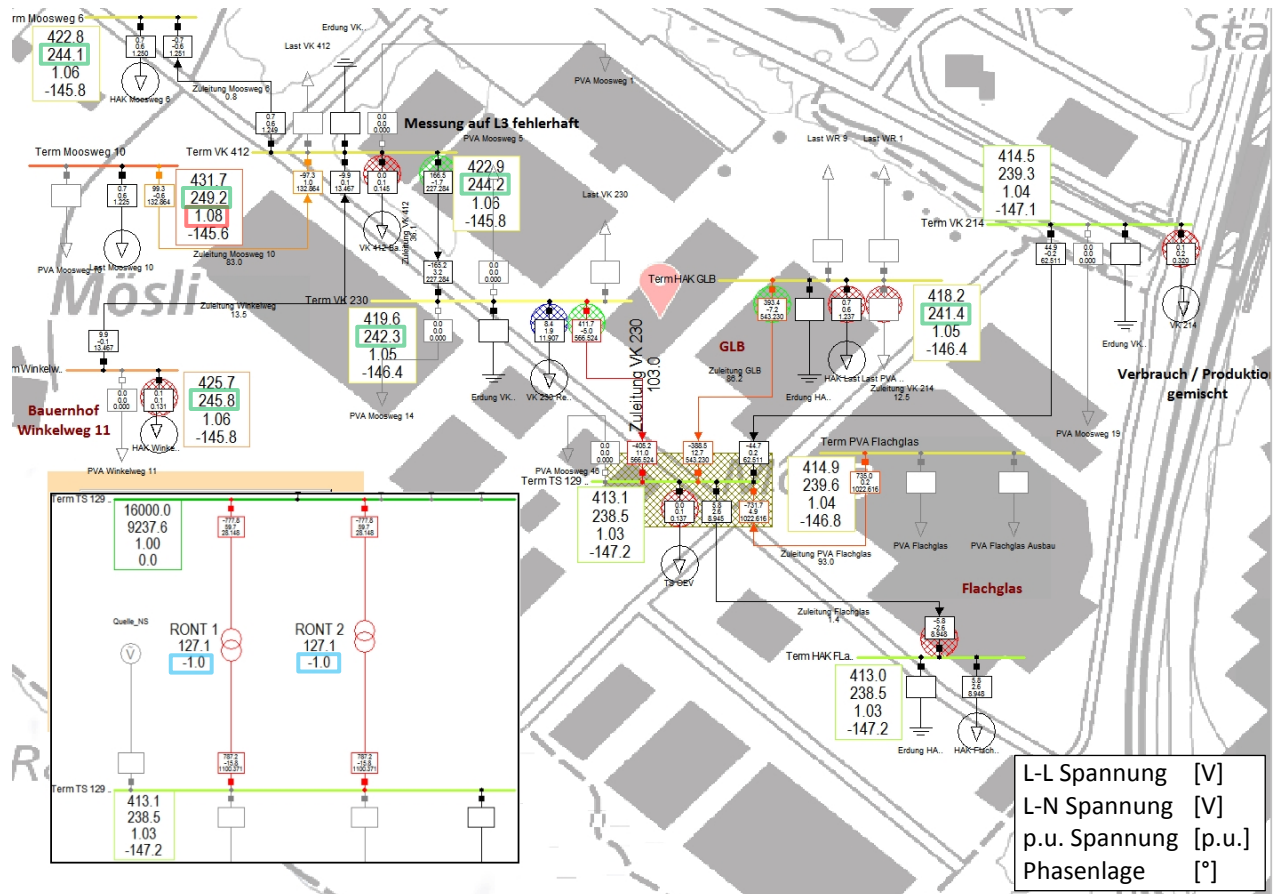
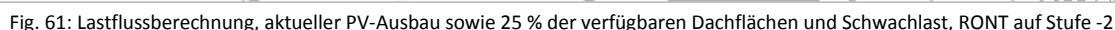


Fig. 60: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau sowie 25 % der verfügbaren Dachflächen und Schwachlast, RONT auf Stufe -1

Wird der Lastfluss für dieselbe Situation wie in Fig. 59 mit zusätzlichen 25 % PV-Leistung der noch freien Dachflächen (Kapitel B.1.2) berechnet, so resultieren die Spannungen aus Fig. 60. Wird die Spannung für die RONT-Regelung an der Sammelschiene „Term TS 129 NS“ gemessen, so schalten die Stufenschalter auf die Stufe -1 (Fig. 60, blaue Markierung). Es kann jedoch festgestellt werden, dass die weiter entfernten Sammelschienen immer noch eine Spannung aufweisen, welche oberhalb der Totbandgrenze von 241 V liegt (Fig. 60, grüne Markierung) und die Spannung an der Sammelschiene „Term Moosweg 10“ bei 1.08 p.u. liegt. Um dem entgegenzuwirken, gibt es die Möglichkeit, die Messung der Spannung für die RONT-Regelung an der Sammelschiene „Term VK 230“ oder an „Term VK 412“ zu installieren. Dadurch könnten lokale Spannungsschwankungen besser entgegen gewirkt werden und der Messpunkt wäre geografisch gesehen nahe bei der TS. In diesem Fall resultieren die Spannungen aus Fig. 61.



### B.1.3.1 Fazit

#### B.1.4 Steuerung der PVA

Eine alternative Möglichkeit zur Vermeidung von Spannungsanhebungen durch PVA stellt die aktive Wirkleistungsreduktion dar, welche durch das EVU aktiviert werden kann. Dabei wird von einer zentralen Leitstelle aus im Bedarfsfall die Einspeiseleistung der PVA schrittweise reduziert bis sich die Spannung wieder im Toleranzbereich befindet. Es ist jedoch zu beachten, dass diese Massnahme erhebliche Ertragseinbußen auf Seiten des PVA-Betreibers verursacht. Denn diese Massnahme zeigt nur Wirkung, wenn die Anlagen mit hoher Leistung in



das Netz einspeisen. Um zu untersuchen, welches Potential diese Massnahme im Niederspannungsnetz Moosweg ab TS 129 in Gwatt (Thun) bietet, werden nachfolgend entsprechende Lastflussberechnungen gegenübergestellt.

In den unten beschriebenen Lastflussberechnungen wird der aktuelle PVA Ausbaustand (Fig. 58) in Verbindung mit Schwachlast betrachtet. Als Referenzsituation dient die Lastflussberechnung aus Fig. 62. In diesem Berechnungsfall speisen alle PVA mit 100 % der Wirkleistung in das Niederspannungsnetz ein. Bei der Betrachtung der Sammelschienenspannungen ist festzustellen, dass sich diese im Bereich von 1.03 p.u. bis 1.061 p.u. befinden.

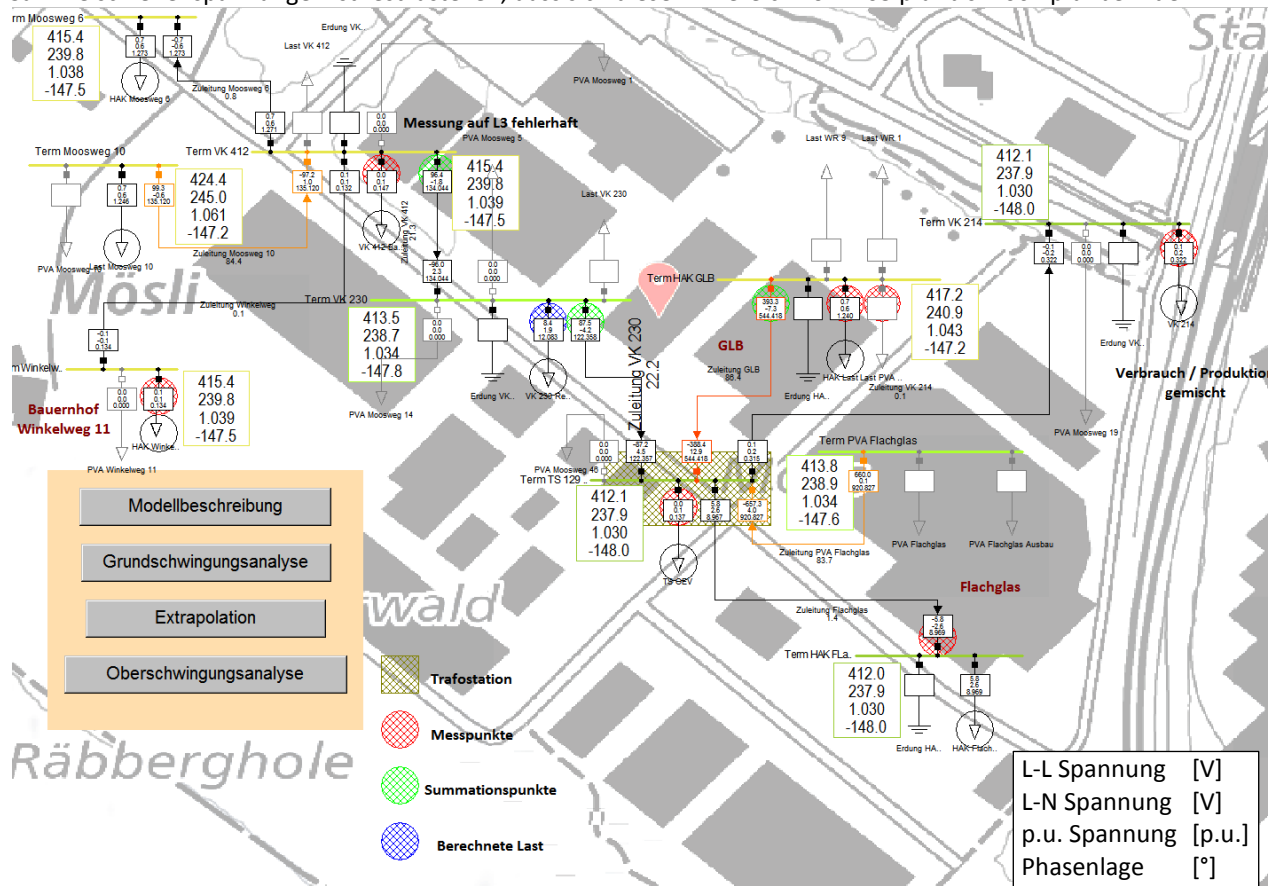


Fig. 62: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, alle Anlagen bei 100 %, RONT auf Stufe -1

In Fig. 63 wird die Wirkleistung der PVA GLB um 50 % reduziert. Werden die Sammelschienenspannungen mit Fig. 62 verglichen, so fällt auf, dass diese Massnahme lediglich einen Spannungsunterschied von 0.001 p.u. bis 0.007 p.u. an den Sammelschienen verursacht. Dieser relativ geringe Einfluss ist auf die hohe Kurzschlussleistung von 12.6 MVA auf der NS-Seite der RONT zurückzuführen.

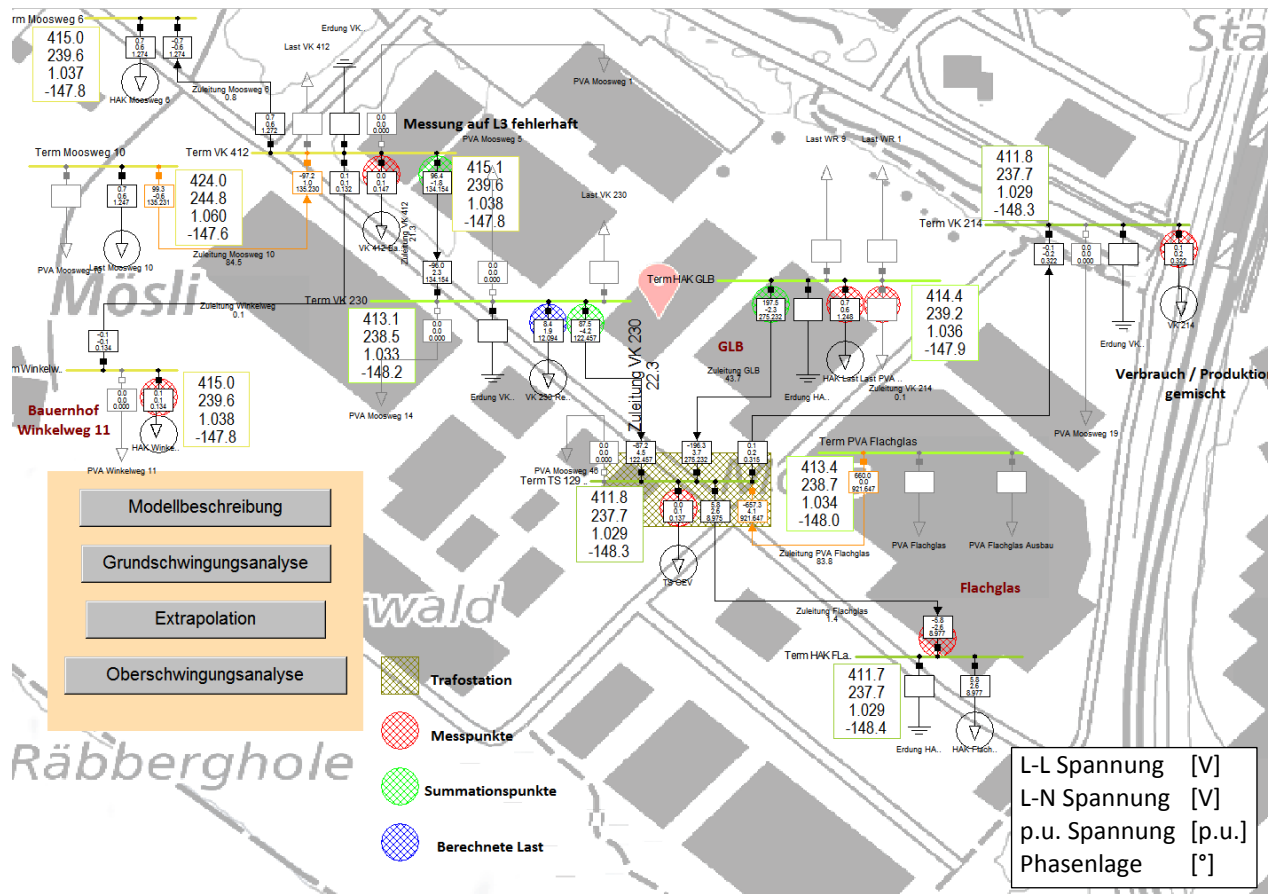


Fig. 63: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, PVA GLB bei 50 %, RONT auf Stufe -1

Wie bereits im vorhergehenden Berechnungsfall ist auch in Fig. 64 festzustellen, dass die Leistungsabsenkung der PVA Flachglas nur einen geringen Einfluss auf die Sammelschienenspannungen im Niederspannungsnetz hat. Die Spannungsänderungen bewegen sich im Bereich von 0.002 p.u. bis 0.004 p.u. wobei nachvollziehbarerweise die grösste Spannungsänderung an der Sammelschiene „Term PVA Flachglas“ festzustellen ist. Bei diesem Berechnungsfall ist die geringe Spannungsänderung auf die hohe Kurzschlussleistung von 23 MVA an der Sammelschienen „Term PVA Flachglas“ zurückzuführen.

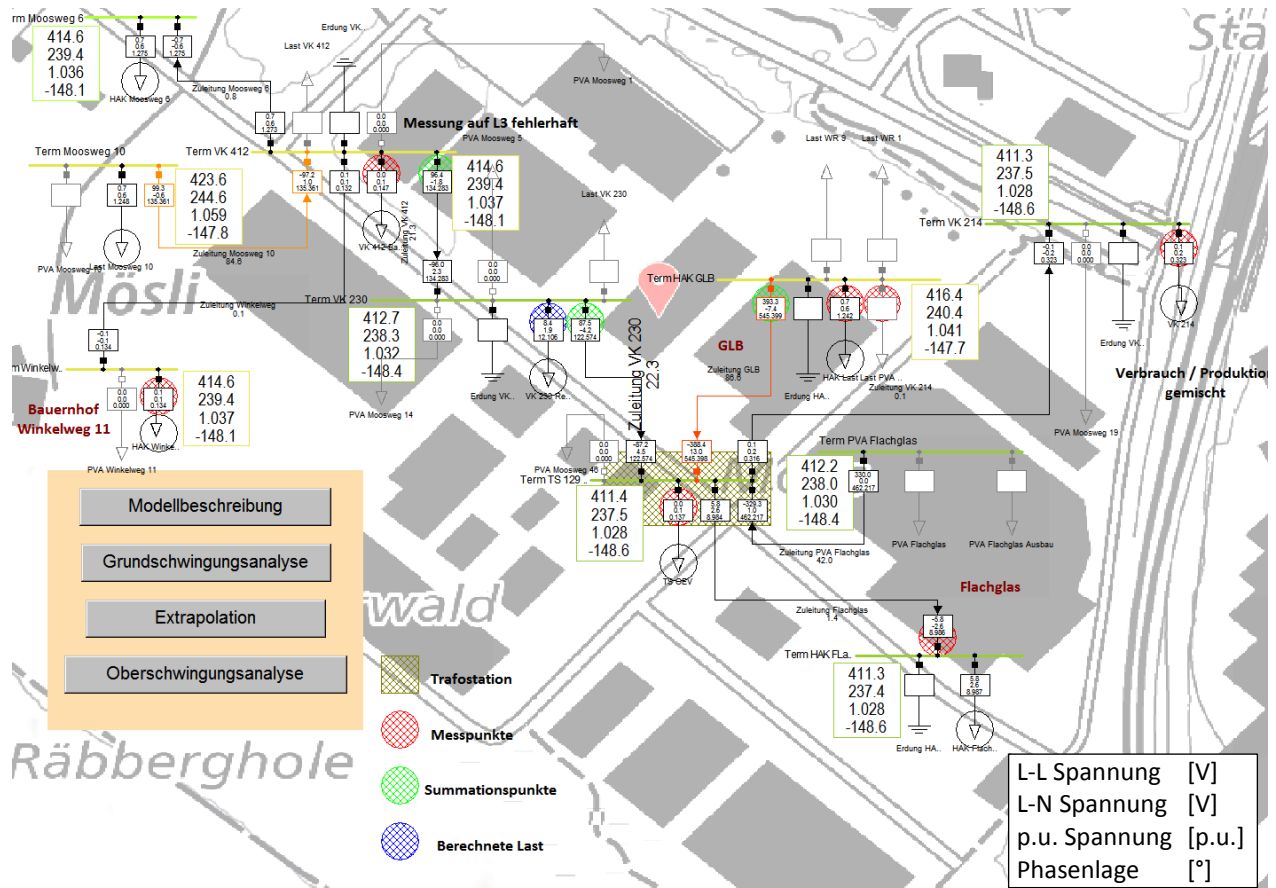


Fig. 64: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, PVA Flachglas bei 50 %, RONT auf Stufe -1

Die Kurzschlussleistung „Term Moosweg 10“ beträgt 2.7 MVA und ist im Vergleich zu den vorhergehenden untersuchten Punkten erheblich kleiner. Wird Fig. 62 mit Fig. 65 verglichen so kann festgestellt werden, dass die Sammelschienenspannungen um 0 p.u. bis 0.016 p.u. ändern.

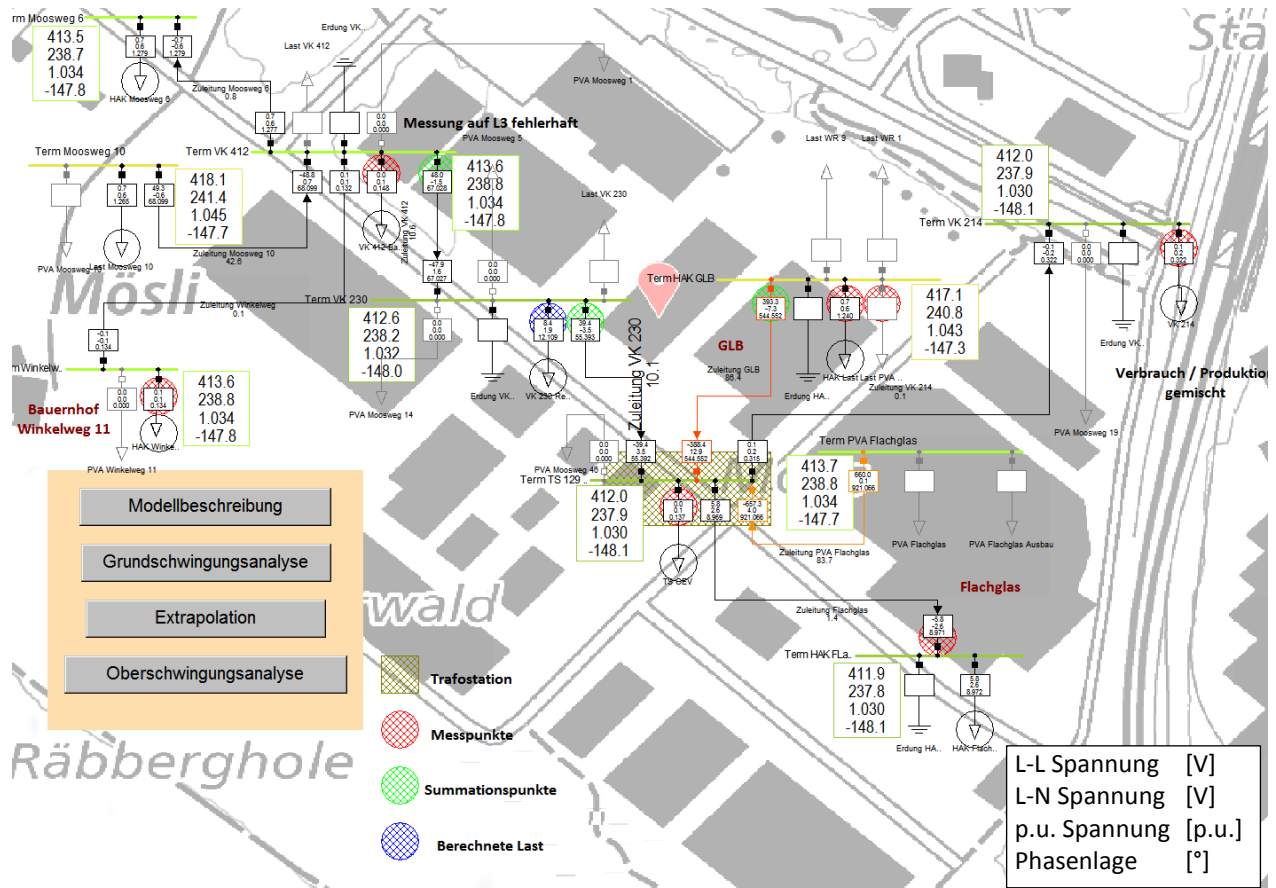
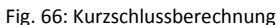


Fig. 65: Lastflussberechnung, aktueller PV-Ausbau und Schwachlast, PVA Moosweg 10 bei 50 %, RONT auf Stufe -1

Anhand dieser Untersuchung ist es gelungen zu zeigen, dass die aktive Wirkleistungssteuerung von PVA zur Stabilisierung der Sammelschienenspannungen nur bedingt sinnvoll ist. Es konnte festgestellt werden, dass die Kurzschlussleistung der Anschlusspunkte der PVA eine entscheidende Rolle spielt. Ist die Zuleitung bis zum ONT kurz und die Kurzschlussleistung dementsprechend hoch, hat die PVA auf das Spannungsniveau des Niederspannungsnetzes nur einen geringen Einfluss und kann somit die Spannung an Punkten mit langer Zuleitung (z.B. Sammelschiene „Term Moosweg 10“) nur wenig beeinflussen. Somit kann geschlussfolgert werden, dass die Leistungssteuerung der PVA GLB sowie der PVA Flachglas keinen nennenswerten Unterschied bewirken kann und dadurch lediglich eine Ertragseinbuße verursacht wird.





Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die aktive Leistungsabsenkung durch das EVU nur dann sinnvoll ist, wenn diejenigen PVA geregelt werden, welche die Spannungsanhebung direkt verursachen. Die übermäßige Spannungsanhebung tritt jedoch nur bei PVA auf, welche an einem VK mit einer im Verhältnis zur Einspeiseleistung kleinen Kurzschlussleistung angeschlossen sind. Demzufolge ist eine generelle Anbindung an die Leitstelle des EVU nicht sinnvoll.

### B.1.5 Vergleich von verschiedenen Messpunkten für die RONT-Regelung

In diesem Berechnungsfall werden die Auswirkungen der RONT untersucht, wenn diese auf verschiedene Anschlusspunkte regeln. Vier Situationen werden bei einem PVA-Ausbau von 20 % und einer minimalen Lastsituation miteinander verglichen (Fig. 67):

- NS-Netz ohne Regelung
- Mit Regelung (RONT) und dem Referenzpunkte- TS NS (aktuelle Situation)
- Mit Regelung (RONT) und dem Referenzpunkt VK 412
- Mit Regelung (RONT) und Referenzpunkt HAK Moosweg 10

Es ist zu erkennen, dass am HAK Moosweg 10 ohne Regelung durch die RONT teilweise eine Spannung von über 110 % anliegt (unten rechts, grüne Kurve). Sobald die RONT aktiv die Spannung regeln, wird diese an allen Punkten abgesenkt. Durch den bereits hohen Grundpegel der Spannung ist diese an allen Punkten noch höher als der Nennwert von 230 V. Wird der Knoten VK 412 oder Moosweg 10 als Referenzpunkt gewählt, wird eine zweite Stufung vorgenommen.

Wenn also ein entfernter Referenzknoten gewählt wird, wird das Spannungsband im ganzen Netz schmäler gehalten und es resultiert eine konstantere Spannung. Dies geschieht auf Kosten von vermehrten Stufungen der RONT, was sich vermutlich negativ auf deren Lebensdauer auswirken könnte.

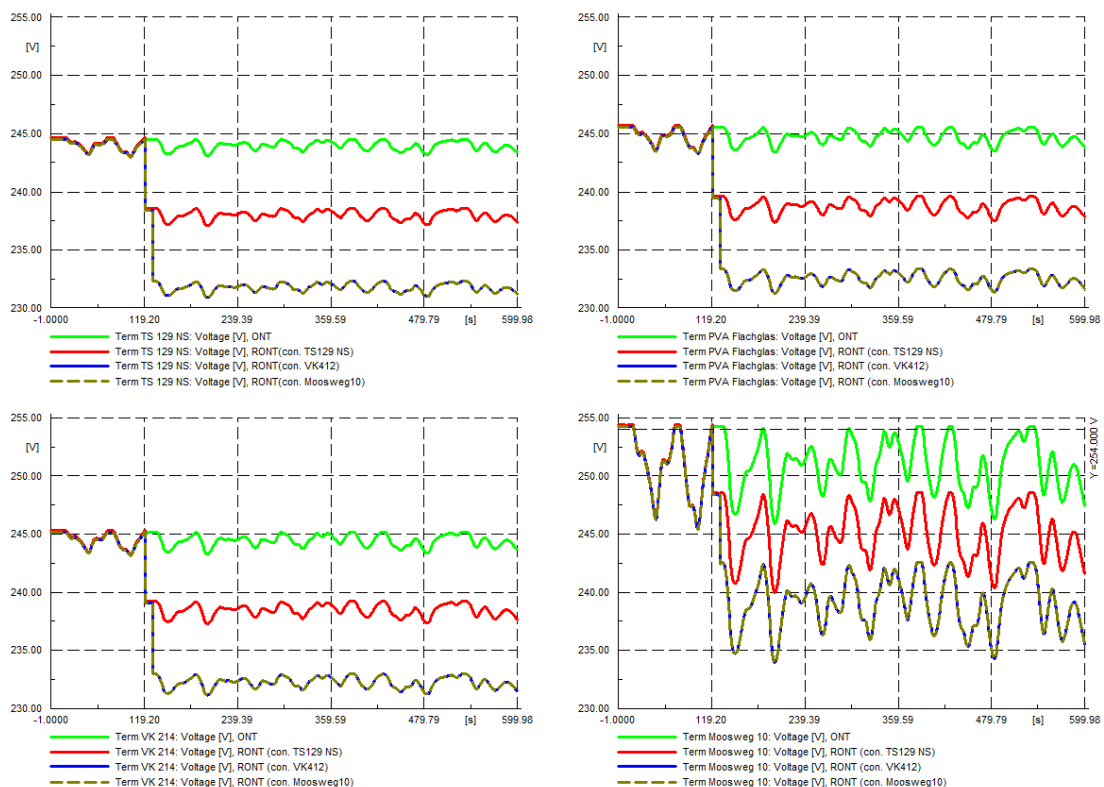


Fig. 67: Dynamiksimulation, Vergleich des Spannungsverhaltens bei verschiedenen Situationen für die RONT-Regelung

### B.1.6 Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion

#### B.1.6.1 Bei variierender PV-Produktion

In Fig. 68 wird die mögliche Spannungsregelung der PVA durch Blindleistung (Q(U)-Funktion) mit der Regelung der RONT verglichen. Bei der blauen und olivfarbenen Kurve unterstützen die PVA die Spannungshaltung aktiv, bei der roten Kurve regeln nur die RONT die Spannung und beim Verlauf der hellgrünen Kurve sind alle Spannungsregler ausgeschaltet.

Wird die Q(U)-Regelung der PVA eingeschaltet, ist die Spannung an allen Knoten innerhalb der Normgrenzen. Ist der RONT parallel dazu in Betrieb, schaltet dieser trotzdem im Betrachtungszeitraum nach unten. Dies hat mit der gewählten Schaltschwelle und dem Spannungsnennwert der Mittelspannung zu tun (aktuelle Betriebswerte).

Es zeigt sich, dass bei einem Ausbau von 20 % alle Regelsysteme eigenständig und in Kombination die Spannung im Normbereich halten können.

Die Spannungsregelung durch die PVA ist sehr schnell gegenüber den RONT und könnte diese entlasten. Die Auswertung zeigt, dass die PVA die Spannung im ganzen Netz im Normbereich halten können und die RONT bei einer Q(U)-Regelung nicht mehr benötigt werden. Sind die RONT trotzdem gleichzeitig in Betrieb, sollte der Spannungsnennwert tiefer sein, damit die RONT bei erhöhter Spannung durch die PVA nicht mehr schalten und nur noch bei Starklast die Spannung im Netz regeln. Mit der aktuellen Konfiguration ist entweder eine Regelung mit den RONT oder über die Q(U)-Funktion zu empfehlen. Eine Kombination ist nicht sinnvoll.

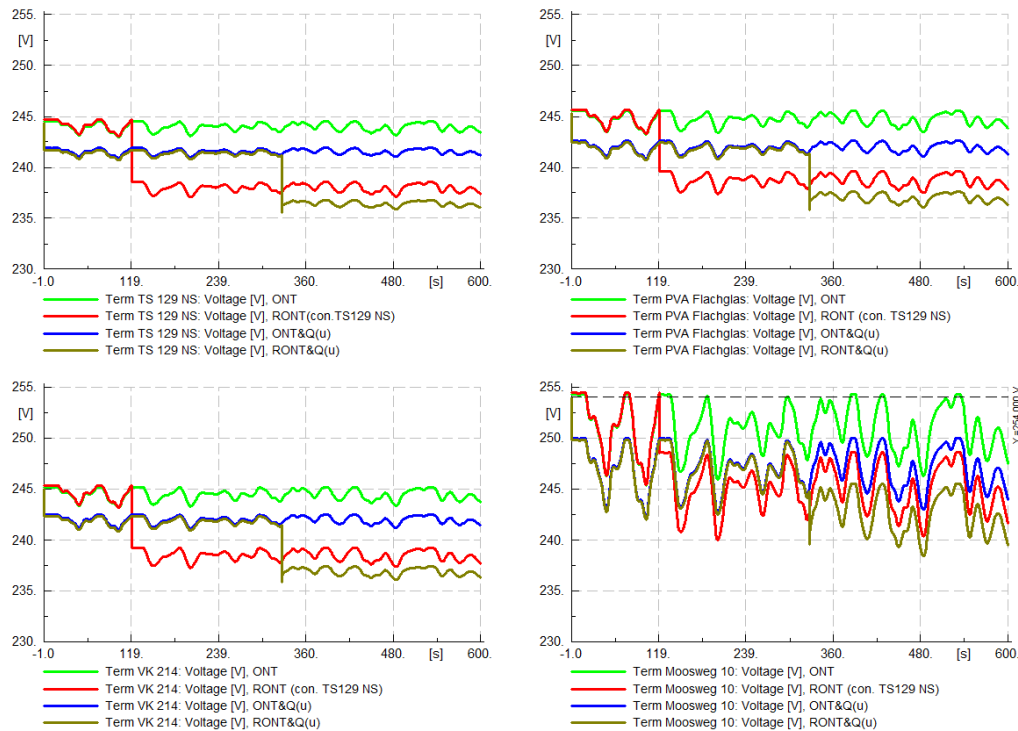


Fig. 68: Dynamiksimulation, Vergleich des Verhaltens von RONT und Q(U)-Funktion bei variierender Einspeisung

### B.1.6.2 Bei starker Änderung der Mittelspannung

In der folgenden Berechnung wird untersucht, wie sich eine starke Veränderung der Mittelspannungsvorgabe auf die Schaltungen der RONT und die Q(U)-Regelung, respektive auf die Spannungshaltung des gesamten NS-Netzes auswirkt. Dies wird bei einem PV-Ausbau von 20 % untersucht. Die dunkelgrüne Kurve beschreibt den Spannungsverlauf ohne RONT und ohne Q(U)-Regelung der PVA und dient als Referenz. Ist nur die Q(U)-Regelung der Wechselrichter aktiv (hellgrün), sind diese nicht mehr in der Lage, die Spannung am entfernten Knoten „HAK Moosweg 10“ innerhalb der Norm zu halten (Fig. 69, unten). Die Anhebung durch die Wirkleistung der dort installierten und der übrigen PV-Anlagen ist zu gross. Zudem regelt jede PVA auf ihre Knotenspannung, was dazu führt, dass Anlagen nahe am Trafo keine Blindleistungsregelung ausführen und die Spannung zusätzlich anheben. Sobald die RONT alleine oder in Kombination mit der Q(U)-Regelung der WR zugeschaltet werden, ist eine Spannungshaltung im Bereich der Norm möglich.

Soll also eine Spannungsschwankung der Mittelspannung ausgeglichen werden können, die bereits nahe an oder über der Normgrenze ist, kann dies mit den RONT durchgeführt werden, nicht aber mit einer reinen Q(U)-Regelung der Wechselrichter. Es wären zusätzliche Massnahmen nötig:

- Beispielsweise kann die Spannungsvorgabe der Trafostation herabgesetzt werden. Je nachdem, wie stark diese Absenkung gewählt wird, ist die untere Spannungsgrenze im Auge zu behalten.
- Oder es können die RONT mitbetrieben werden. Die Betriebswirtschaftlichkeit einer solchen Option sollte getestet werden.
- Den Wechselrichtern ist zusätzlich eine P(U)-Regelung vorzugeben, wenn die Blindleistungsregelung bereits an den Grenzen angelangt ist.

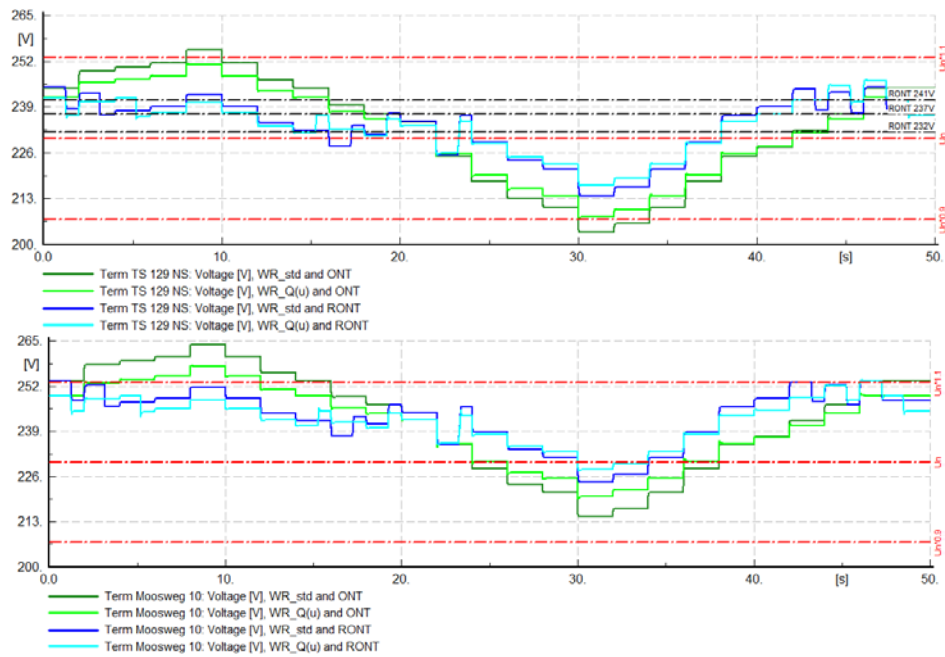


Fig. 69: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von RONT und Q(U)-Funktion

Die Auslastung der Elemente ist vom Strom abhängig, der durch das jeweilige Element fließt. Wird die Spannung abgesenkt, werden bei gleichbleibender Leistung der Strom und damit die Belastung grösser. Bei den RONT hat dies zur Folge, dass bei starkem Spannungsrückgang bereits eine Belastung über der Grenze von 120 % entsteht (Fig. 70). Diese wird nur mit der Stufung der RONT von 135 % auf 130 % gesenkt. Wird die Spannung angehoben, resultiert bei Standardbetrieb der PVA ein Belastungsrückgang. Agieren die PVA jedoch im Q(U)-Betrieb, wird durch die zusätzliche Blindleistung die Belastung der Elemente grösser. Die RONT werden mit fast 120 % belastet. Um die Belastung der Elemente zu verringern, ist der RONT der Q(U)-Regelung vorzuziehen.

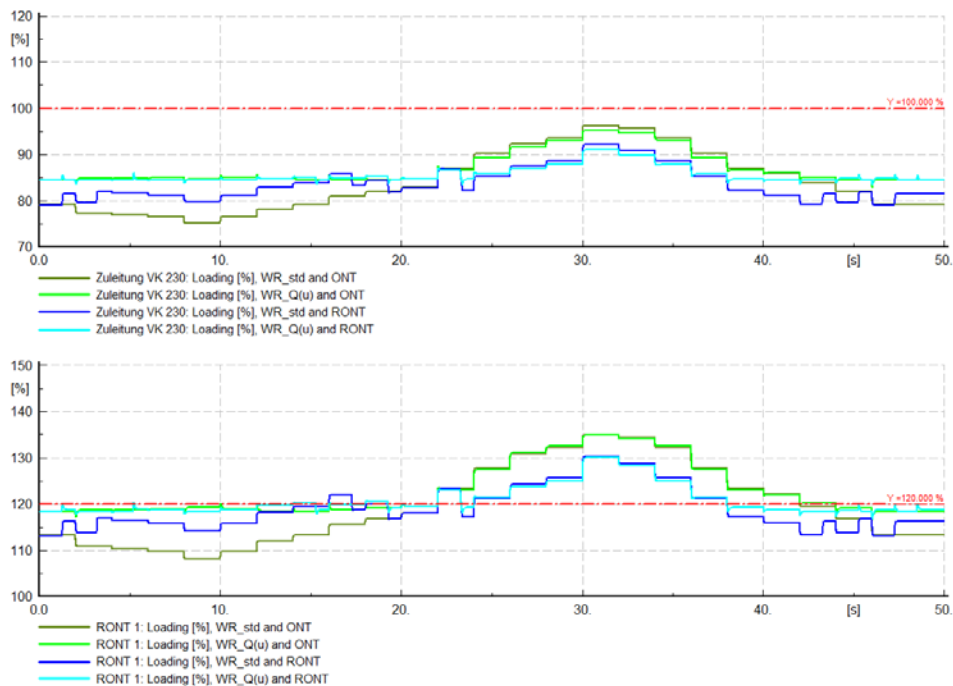


Fig. 70: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Betrachtung der Auslastung der kritischen Komponenten

### B.1.7 Vergleich des Spannungsverhaltens bei Ausfall mehrerer PV-Anlagen

In dieser Untersuchung werden bei Maximalem Ausbau von 25 % fünf PVA (Moosweg 10: 100 kWp, Moosweg 1: 48 kWp, Moosweg 14: 108 kWp, Moosweg 19: 36 kWp, Moosweg 5: 96 kWp) auf einen Schlag ausgeschaltet. Dies bei minimaler Last der Verbraucher. Es wird untersucht, wie die Auswirkungen eines solchen Ausfalls auf das NS-Netz aussehen. In Fig. 71 ist zu erkennen, dass der Ausfall, unabhängig von den Regeleinstellungen der aktiven Netzelemente, nur lokal (Verknüpfungspunkt Moosweg 10 oder Winkelweg 11) gut sichtbar ist. Die RONT schalten nach 120 s wieder auf die vorher gewählte Stufe hoch (blaue Kurve) und mit einer zusätzlichen Spannungsregelung durch die Q(U)-Funktion (rote Kurve) können die Stufungen durch die RONT reduziert werden.

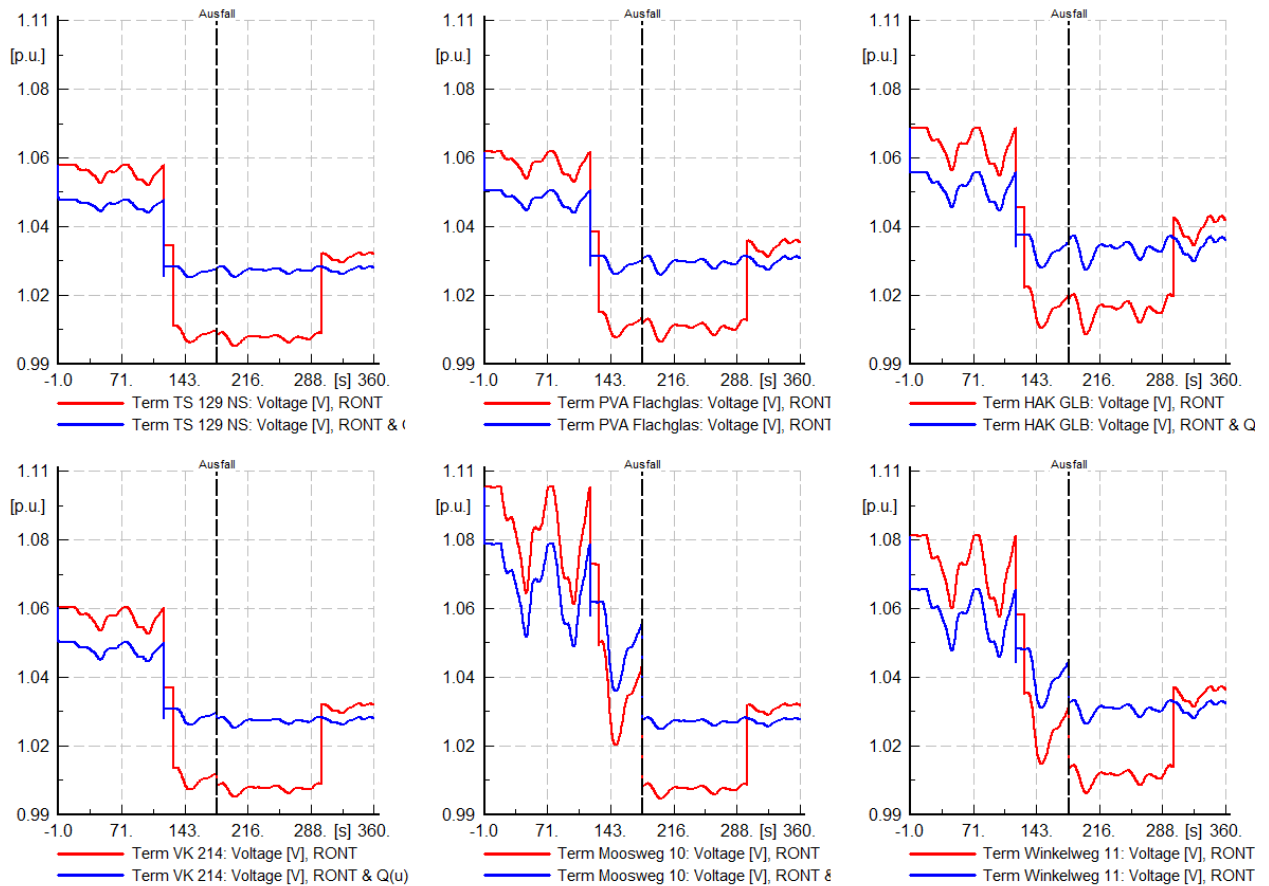


Fig. 71: Dynamiksimulation, Ausfall mehrerer PVA, Vergleich von RONT ohne und RONT plus Q(U)-Funktion

### B.1.8 Vergleich von Schutzversager bei PVA mit und ohne FRT

In diesem Berechnungsfall wird nur auf die Schutzfunktion FRT der Wechselrichter eingegangen. Dabei sind zwei Schutzversager unmittelbar nacheinander in der Spannung sichtbar. Dabei bricht die Spannung um bis zu 25 % der Nennspannung ein. Auch bei maximal möglichem PV-Ausbau von 20 % ist es nicht möglich, die Spannung im Normbereich zu halten (Fig. 72, ganz oben). 50 bis 150 ms nach dem ersten Einbruch fallen die PVA ohne FRT aus und schalten sich anschliessend erst 2 bis 30 Minuten später wieder ein (Fig. 72, ganz unten). Dies hat einen Energieverlust zur Folge. Wird bei allen Anlagen die FRT-Funktion aktiviert, wird kurzzeitig die Wirkleistung reduziert und die Blindleistung zur Spannungshaltung aktiviert (Fig. 72, untere beiden Verläufe), was einen anschliessenden Weiterbetrieb der Anlage ermöglicht. Das Spannungsniveau ist somit dasselbe wie vor den Schutzversagern (Fig. 72, ganz oben).

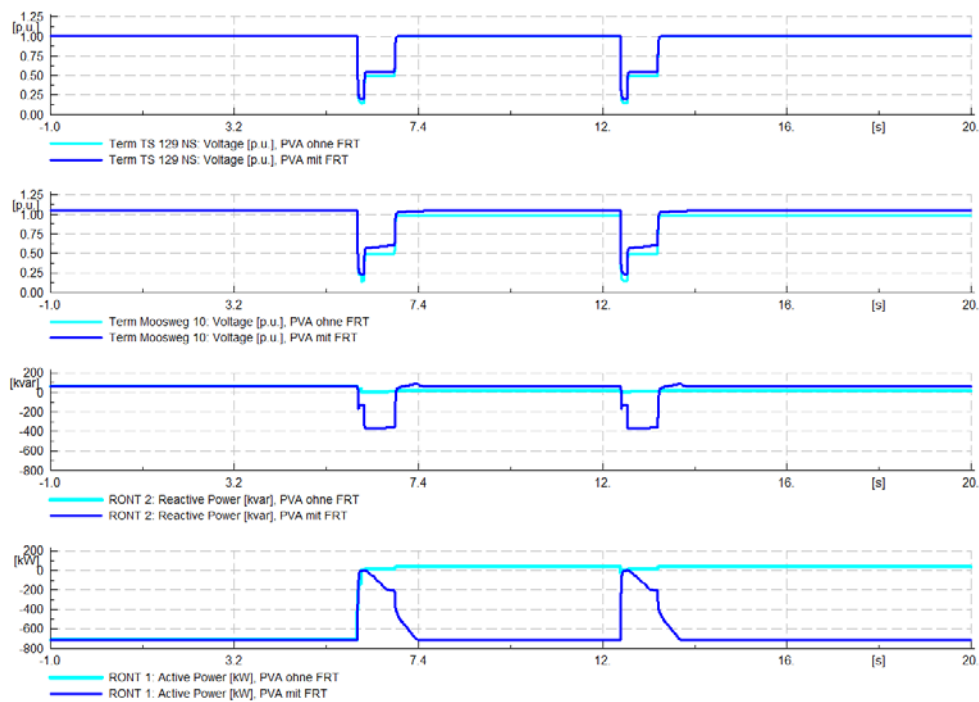


Fig. 72: Dynamiksimulation, Schutzversager auf der MS-Netzebene, Vergleich von PVA ohne und mit FRT

## B.2 BKW Niederspannungsnetz Ostermanigen

### B.2.1 Netzsituation

Das Niederspannungsnetz in Ostermanigen beinhaltet einen ESR und zwei PVA. Die beiden PVA werden über den ESR versorgt, sind aber an unterschiedlichen Anschlussstellen angebunden. Diese werden in Fig. 73 anhand der grünen und gelben Kästen dargestellt. Das ländliche Netz ist schwach angebunden und weist mit rund 100 kWp eine hohe installierte PV-Leistung auf. Der eingesetzte ESR ist zu Beginn des Jahres 2016 durch ein neues Modell (LVRSys von a.eberle) ersetzt worden<sup>25</sup>. Im Netzmodell wurde das Modell des LVRSys als Basis genutzt. Die Beschreibung des ESR und dessen Funktionen sind in [1] zu finden.

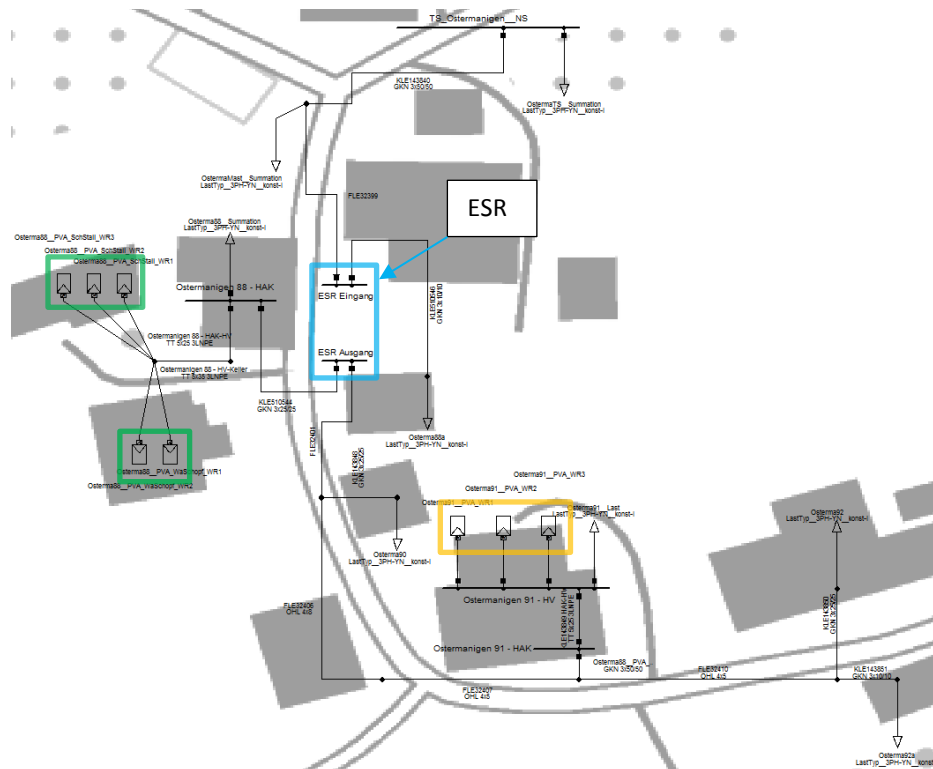


Fig. 73: Schematische Darstellung des Verteilnetzes Ostermanigen

### B.2.2 Wirkleistungssteuerung der PVA

Wird der Verlauf der Spannung über einen Zeitbereich von 10 min betrachtet, variiert dieser in Abhängigkeit der Einspeisung stark. Es werden jedoch auch ohne ESR oder Q(U)-Regler bei Normalbedingungen keine Grenzwerte verletzt (Fig. 74, grüne Kurve). Die Spannung ist aber im ganzen Netz sehr hoch. Die Q(U)-Funktion, welche lokal Einfluss nimmt (rote Kurve), hat nur einen geringen Einfluss, der ESR hingegen (olivgrüne oder blaue Kurve) kann die Spannung im ganzen Netz beinahe auf Nennwert halten. Der Anteil an Blindleistung, der innerhalb der Grenzen von  $\cos(\varphi) \pm 0.8$  bereitgestellt wird, reicht nicht aus, die Spannungsanhebung durch die Wirkleistung zu reduzieren. Der Einsatz einer Q(U)-Regelung ist in diesem Fall nicht nützlich.

<sup>25</sup> Weiterführende Informationen zu diesem Netz sind in „Swinging Grids WP3 - Messung, BKW, Ostermanigen nachher“ [7] zu finden



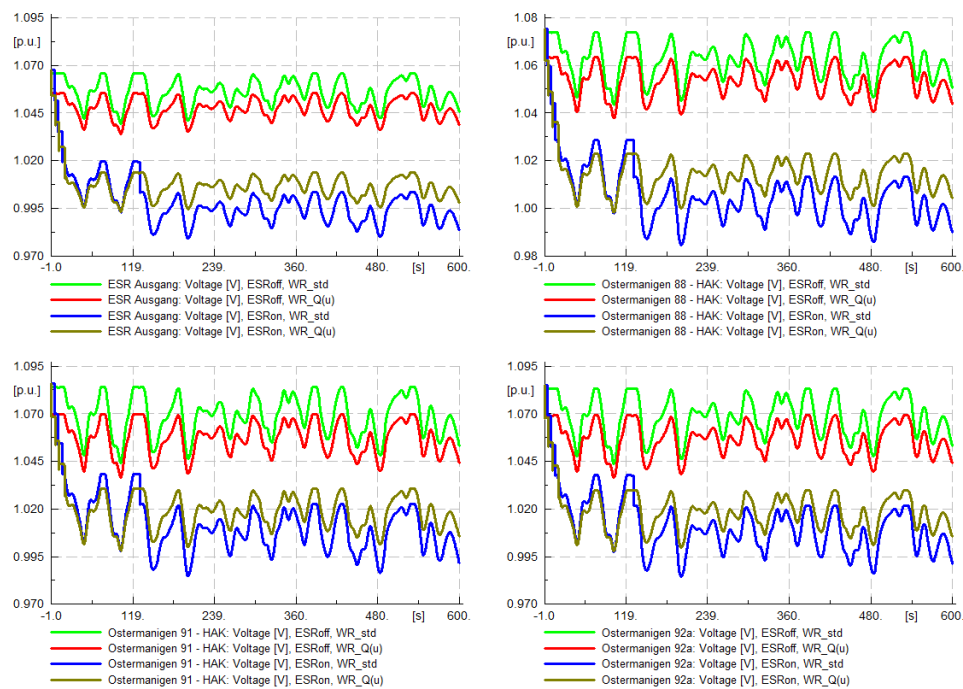


Fig. 74: Dynamiksimulation, Vergleich des Verhaltens von ESR und Q(U)-Funktion bei variierender Einspeisung

Anhand des Netzmodells wurde eine Wirkleistungsregelung der Spannung getestet. Dabei ist die Leistung der PVA begrenzt worden, und zwar ab einer Spannung von 1.08 p.u. In Fig. 75 ist dies mit der vorgegebenen PV-Charakteristik visualisiert. Würde der gesamte Leistungsbereich der PVA Ostermanigen 91 zur Verfügung stehen, könnte eine Spannungsanhebung von bis zu 3 % ausgeregelt werden (Fig. 76). Mit der Blindleistungsregelung Q(U) kann bei einer Begrenzung des  $\cos \varphi \pm 0.8$  eine Spannungsanhebung beziehungsweise Spannungsabsenkung von maximal 1.4 % erreicht werden (Fig. 77). Dies ist mit beiden Anlagen möglich.

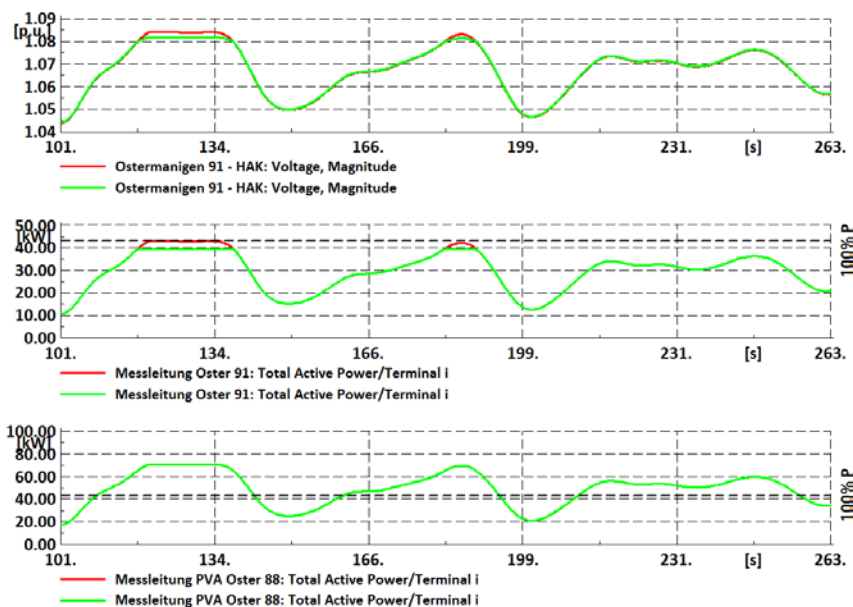


Fig. 75: Ausschnitt der Dynamiksimulation mit PV-Charakteristik, Spannungshaltung durch P(U) Regelung



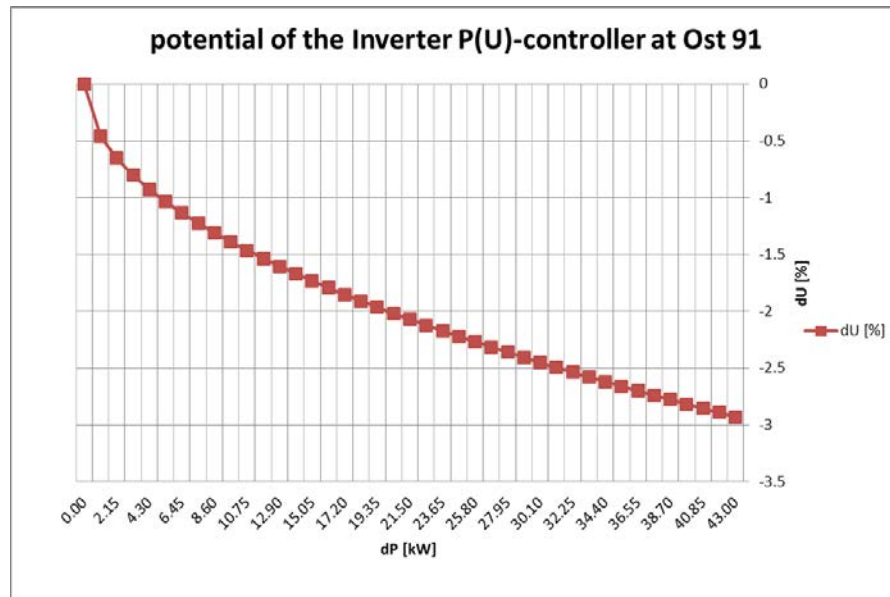


Fig. 76: Spannungsabsenkung am HAK Ostermanigen 91 in Abhängigkeit der Wirkleistungsreduktion

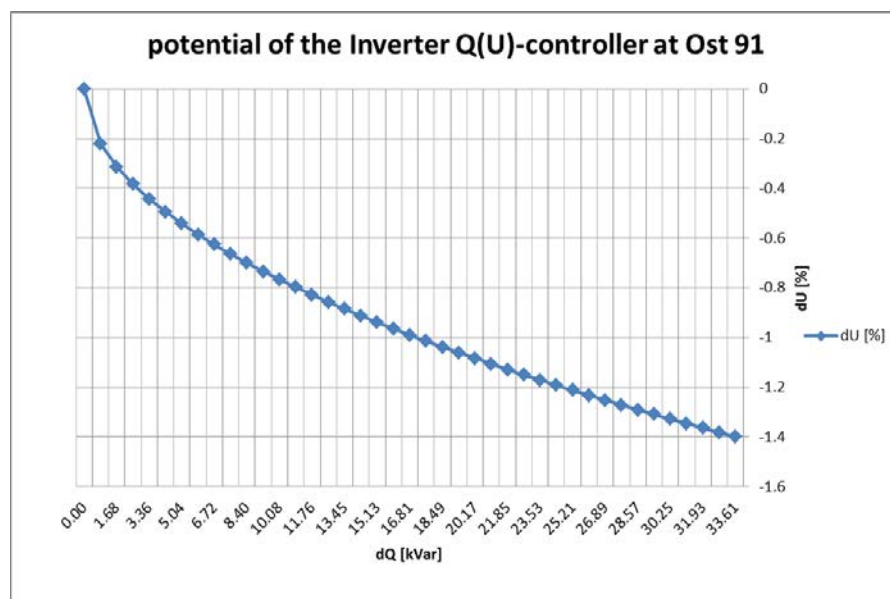


Fig. 77: Spannungsabsenkung am HAK Ostermanigen 91 in Abhängigkeit der Blindleistung

### B.2.3 Vergleich von ESR und Q(U)-Funktion

In der folgenden Berechnung wird untersucht, wie sich eine starke Veränderung der Mittelspannungsvorgabe auf die Schaltung des ESR und die Q(U)-Regelung, respektive auf die Spannungshaltung des gesamten NS-Netzes auswirkt. In Fig. 78 beschreibt die dunkelgrüne Kurve den Spannungsverlauf ohne ESR und ohne Q(U)-Regelung der PVA und dient als Referenz. Ist nur die Q(U)-Regelung der Wechselrichter aktiv (hellgrün). Dies sin am entfernten Knoten Ostermanigen 92 nicht mehr innerhalb der Norm zu halten (Fig. 78 unten). Die bereitgestellte Blindleistung ist zu klein. Sobald der ESR alleine oder in Kombination mit der Q(U)-Regelung der WR zugeschaltet wird, ist eine Spannungshaltung im Bereich der Norm möglich. Am Ausgang des ESR wird die Grenze von 0.9 p.u. im Minimum unterschritten. Tritt dies nur in weniger als 5 % der Zeit auf, kann dies akzeptiert werden.

Soll also eine Spannungsschwankung der Mittelspannung ausgeglichen werden können, die bereits nahe an oder über der Normgrenze ist, kann dies mit dem ESR durchgeführt werden nicht aber mit einer reinen Q(U)-Regelung der Wechselrichter. Es wäre dazu eine zusätzliche Massnahme nötig:

- Der ESR kann mitbetrieben werden, was betriebswirtschaftlich nicht die sinnvollste Lösung ist. Auch technisch, in Bezug auf die Spannungshaltung, ist der Gewinn eines parallelen Betriebs der beiden Regelsysteme nur marginal.

- Der Bereich für die Blindleistungsregelung könnte erweitert werden (beispielsweise  $\cos(\varphi_{\max}) = 0.5$ ) oder den Wechselrichtern ist zusätzlich eine P(U)-Regelung vorzugeben, wenn die Blindleistungsregelung bereits an den Grenzen angelangt ist.

Auch in diesem ländlichen Niederspannungsnetz ist die Auslastung der Elemente grösser bei tiefer Spannung. Zudem steigt bei hoher Spannung die Belastung durch die zusätzlichen Blindleistungsanteile. Jedoch befinden sich die Elemente nicht an der Belastungsgrenze (Fig. 79).

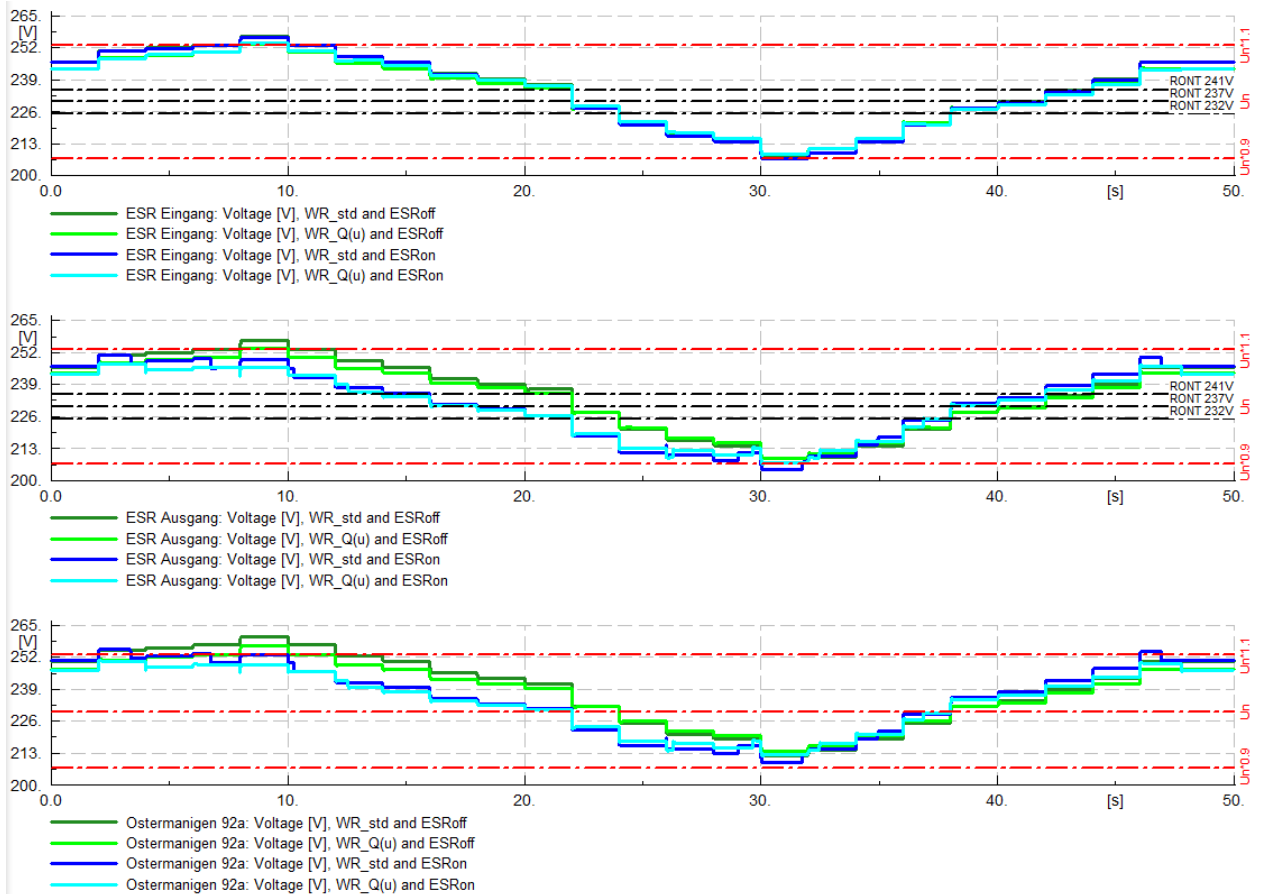


Fig. 78: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Vergleich von ESR und Q(U)-Funktion

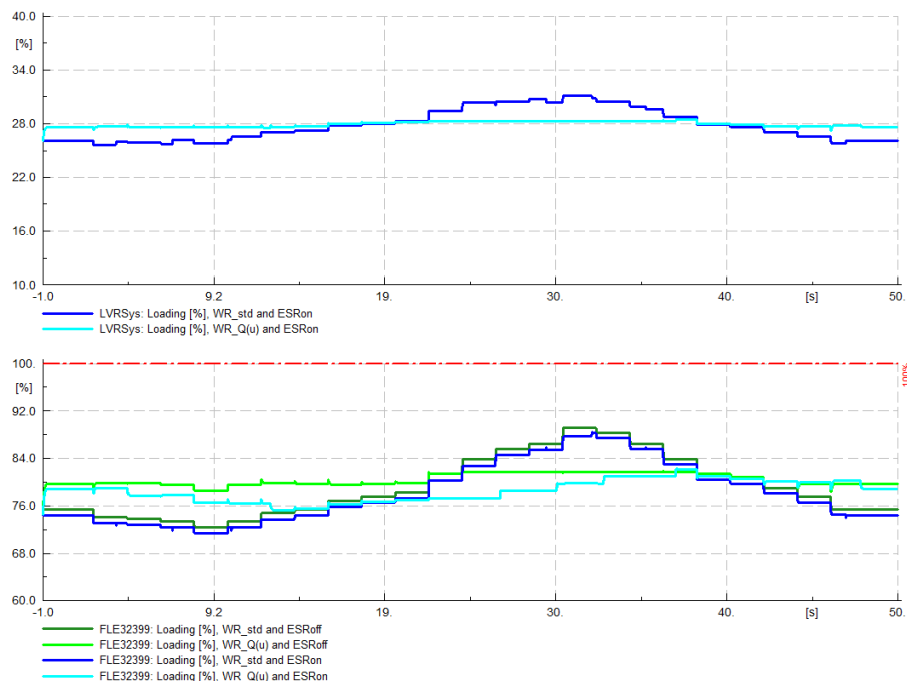


Fig. 79: Dynamiksimulation, Spannungsschwankungen auf der MS-Netzebene, Betrachtung der Auslastung der kritischen Komponenten

### B.2.4 Vergleich des Spannungsverhaltens bei Ausfall mehrerer PVA

In dieser Untersuchung werden alle PVA (Ostermanigen 88 und Ostermanigen 91) auf einen Schlag bei minimaler Last ausgeschaltet. Es wird untersucht, welche Auswirkungen ein solcher Ausfall auf das NS-Netz hat. Die Auswirkungen eines Ausfalls sind im ganzen Netz messbar. In Fig. 80 ist zu erkennen, dass der Ausfall von rund 83 % der Nennleistung, einen Spannungseinbruch von etwa 3 % verursacht. Die Q(U)-Regelung ist, nach Wegfall beider Anlagen, auch inaktiv. Die Ausschaltung regt keine weiteren Schaltungen an, ausser wenn nur der ESR aktiv ist. Beim Wegfall der Produktion muss der ESR die Spannung wieder hochsetzen. Auch hier ist zu erkennen, dass es Sinn macht, einen aktiven Regler zur Spannungshaltung einzusetzen. Jedoch ist es technisch nicht nötig, dass beide Regelsysteme (ESR und Q(U) der Wechselrichter) eingesetzt werden.

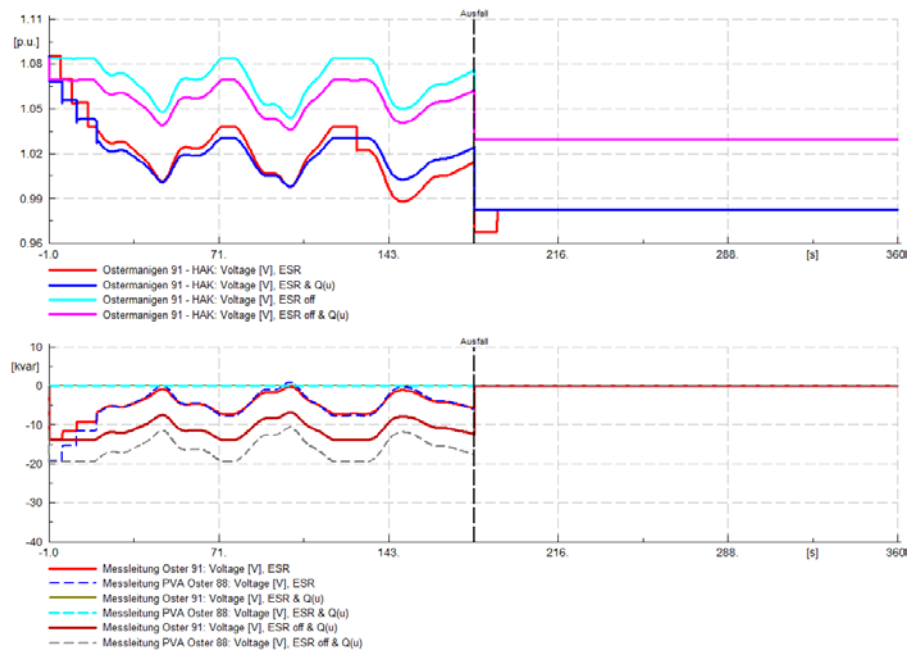


Fig. 80: Dynamiksimulation, Ausfall aller PVA, Vergleich von mit/ohne ESR und mit/ohne PVA-Q(U)-Funktion

### B.2.5 Vergleich von Schutzversager bei PVA mit und ohne FRT

In diesem Berechnungsfall wird nur auf die Schutzfunktion FRT der Wechselrichter eingegangen. Dabei sind zwei Schutzversager unmittelbar nacheinander in der Spannung sichtbar. Die Spannung bricht auf bis zu 15 % der Nennspannung ein (Fig. 81). Beide Anlagen stellen entweder Blindleistung bereit (FRT, blaue Kurve) oder schalten sich nach 50 bis 150 ms nach dem ersten Event aus (Standard, grüne Kurve). Bei der Standard-Funktion schalten sie sich erst nach 2 bis 30 min wieder zu. Dies hat einen Energieverlust zur Folge. Wird bei allen Anlagen die FRT-Funktion aktiviert, wird kurzzeitig die Wirkleistung reduziert und die Blindleistung zur Spannungshaltung aktiviert, was einen Weiterbetrieb der Anlagen anschliessend ermöglicht. Das Spannungsniveau ist somit vor und nach dem Schutzversager dasselbe. Obwohl durch die tiefe Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt der Anlage die Spannungsanhebung durch die Blindleistung der WR im Fehlerfall sichtbar ist, ist man weit davon entfernt, eine Spannungshaltung zu erreichen. Werden alle WR ausgeschaltet, resultiert ein Spannungseinbruch von 4.5 % nach dem Schutzversager (Fig. 82).

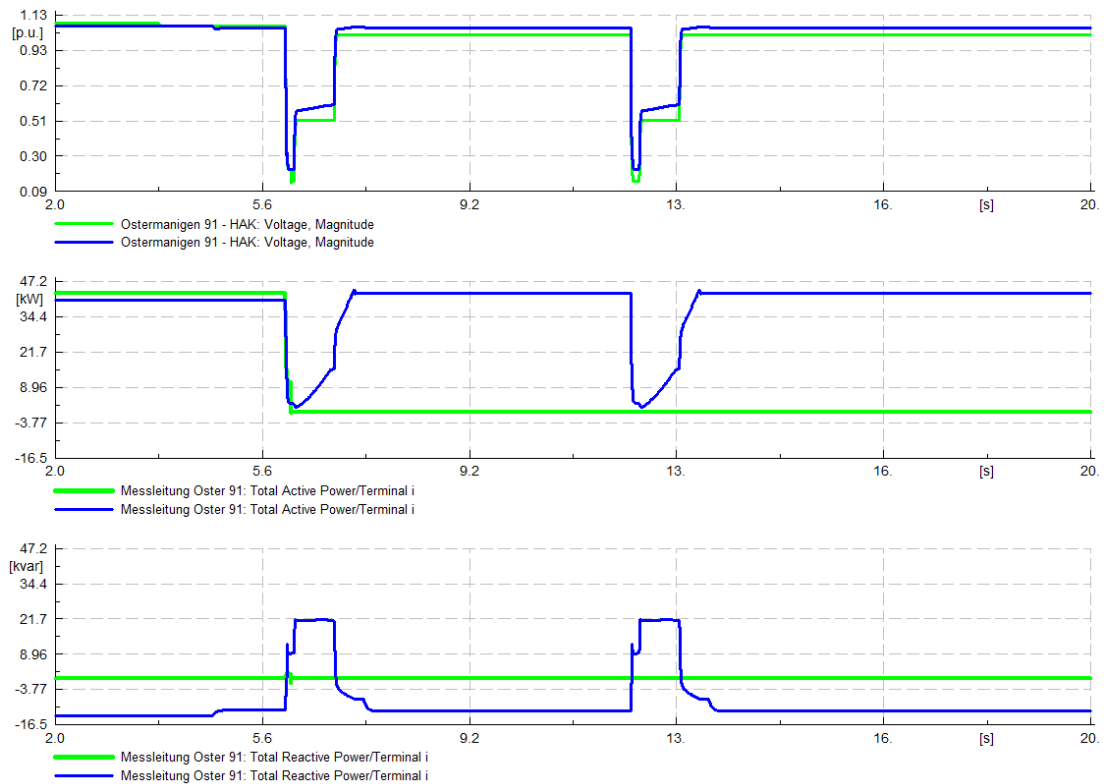


Fig. 81: Dynamiksimulation, Schutzversager auf der MS-Netzebene, Vergleich von PVA ohne und mit FRT bei Betrieb ESR

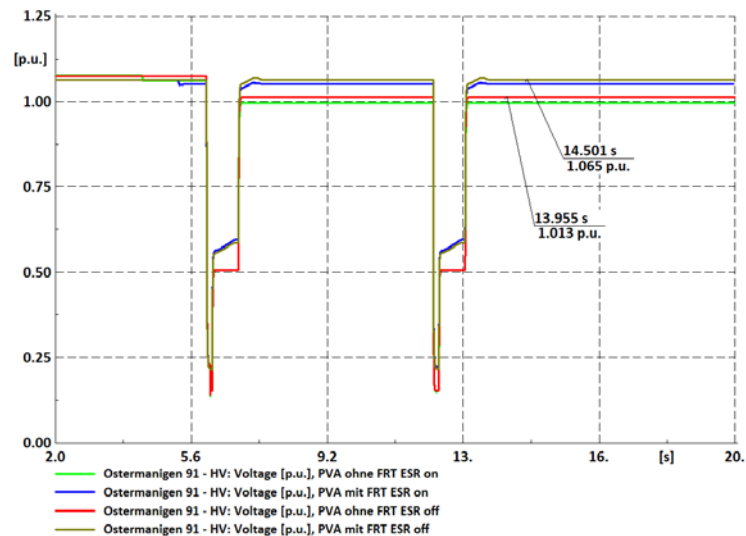


Fig. 82: Dynamiksimulation, Schutzversager auf der MS-Netzebene, Vergleich der Spannungen mit/ohne FRT; mit/ohne ESR

### B.3 ESB Niederspannungsnetz Tissot Arena

#### B.3.1 Netzsituation

Das Niederspannungsnetz Tissot Arena beinhaltet zwei PV-Anlagen (PVA Süd/Nord) mit je 31 Wechselrichtern à 30 kW. Die Anschlüsse der beiden PV-Anlagen erfolgen ab der TS über die parallel geschalteten Trafos 5 und 6 und sind getrennt geführt. Das Niederspannungsnetz kann alternativ über eine schwächere Anbindung erschlossen werden (Fig. 83), weshalb stets beide Szenarien gerechnet werden. Detaillierte Informationen zum Netz befinden sich in [3] und [4].

Erschliessung via	Kurzschlussleistung
Mett (aktueller Schaltzustand)	$S_k'' = 227.3 \text{ MVA}$
Brüel	$S_k'' = 162.6 \text{ MVA}$

Fig. 83: Kurzschlussleistungen beim Anschluss via Mett oder Brüel

#### B.3.2 Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Spannung der Netzebene 5 und 7

Die Erschliessung des NS-Netzes Tissot Arena über Mett oder Brüel hat unterschiedliche Kurzschlussleistungen auf der MS-Seite der Netzebene 6 zur Folge (Fig. 83). Es wurde untersucht, ob die beiden Kurzschlussleistungen einen Einfluss auf die Spannung auf den Netzebenen 5 und 7 haben. In Fig. 84 ist der Verlauf der Spannung in der Trafostation (MS- und NS-seitig) sowie bei der PVA Nord und Süd in per unit erkennbar. Dargestellt sind die beiden Szenarien mit der Erschliessung über Mett (227 MVA, rot) oder Brüel (162 MVA, blau). Den PVA ist die 10-min-PV-Charakteristik hinterlegt (Kapitel 5.1.1) weshalb die Spannung bei der PVA Nord um bis zu 2.26 % und bei der PVA Süd um 1.62 % variiert. Es ist praktisch kein Unterschied zwischen den beiden Szenarien erkennbar. Einzig auf der MS-Seite ist rein visuell die grösste Änderung erkennbar, allerdings liegt die Variation der Spannung in der vierten Nachkommastelle. Die Erschliessung vom NS-Netz Tissot Arena über Mett oder Brüel hat also keinen Einfluss auf die Spannungen der Netzebenen 5 oder 7. Dies zeigt ebenfalls der Vergleich der Kurzschlussleistungen der beiden Szenarien (Kapitel 4.3).

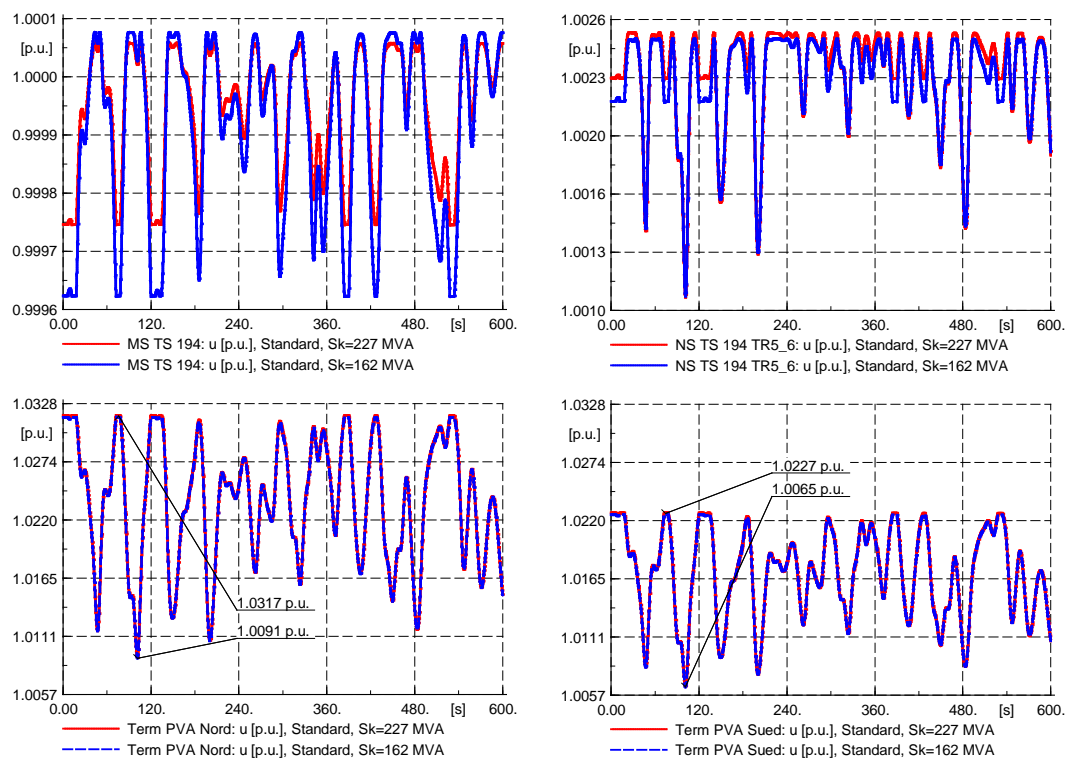


Fig. 84: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Spannung der Netzebenen 5 und 7

### B.3.3 Steuerung der PVA

#### B.3.3.1 Regelversuche

In [5] werden die Regelversuche der PVA der Tissot Arena beschrieben. Hierbei wurden unterschiedliche Arbeitspunkte mit Veränderung des  $\cos(\varphi)$  untersucht. Im Folgenden werden definierte Arbeitspunkte nachsimuliert und Messung sowie Simulation verglichen. Der Vergleich erfolgt nicht über den Spannungslevel, sondern über die Spannungsanhebung, respektive deren Absenkung. Fig. 85 zeigt den Verlauf des Verschiebungsfaktors ( $\cos(\varphi)$ , oben) und der Mitsystemspannung ( $U_1$ , unten) aus der Messung. Es sind sechs Arbeitspunkte eingezeichnet, welche im Modell in PowerFactory simuliert werden. In der Mitsystemspannung ist erkennbar, dass die Spannungen an den Verknüpfungspunkten der PVA nie tiefer sind als die Spannung in der Trafostation., auch wenn die PVA mit  $\cos(\varphi) = -0.8$  betrieben werden. Die Spannung beim VP der PVA kann also relativ zur Spannung in der TS mit  $\cos(\varphi) = +0.8$  angehoben, mit  $\cos(\varphi) = -0.8$  allerdings nicht abgesenkt werden.

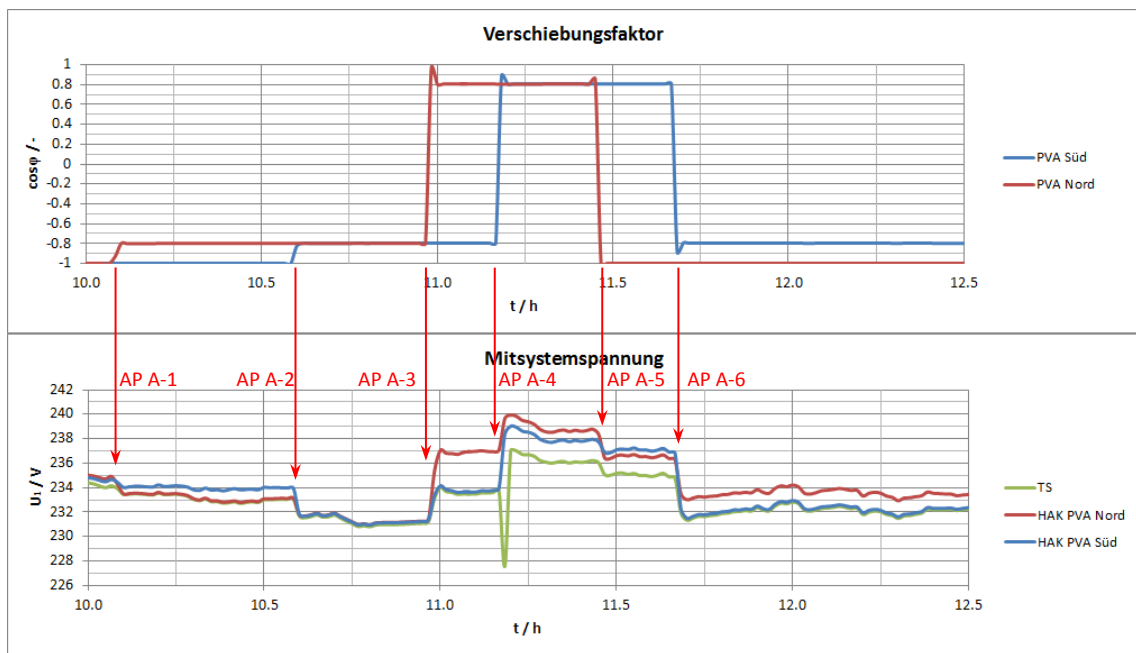


Fig. 85: Verschiebungsfaktor und Mitsystemspannung der Regelversuche der Tissot Arena vom 22.10.2015 mit Darstellung der Arbeitspunkte

#### B.3.3.2 Nachsimulation der Regelversuche

Jedem Wechselrichter der PVA Nord/Süd werden im Modell die Wirkleistung und der Verschiebungsfaktor aus der Messung des jeweiligen Arbeitspunktes vorgegeben. Die geforderte Blindleistung stellt sich anschliessend über das Modell ein. Die Wirkleistung liegt zwischen 10 % und 30 % der Gesamtleistung. Es wird zwischen den Arbeitspunkten A-x und B-x unterschieden (Fig. 85), wobei für letztere keine Messungen verfügbar sind, da mit 80 % Wirkleistung simuliert wird.

In Fig. 86 ist der Vergleich der Spannungsänderung aus Messung und Simulation mit Darstellung der absoluten Differenz erkennbar. Bei einer Nachsimulation der realen Regelversuche in einem anderen Netz wurden im Maximum Abweichungen von 0.25 % verzeichnet, womit die Verifikation erfolgreich ist. In Fig. 86 wurden jene Abweichungen grösser als 0.25 % rot markiert, da die Verifikation an diesen Punkten weiter untersucht werden sollte. Von den erhöhten Abweichungen betroffen sind alle Verknüpfungspunkte, wobei die Maxima allerdings bei der PVA Nord oder Süd auftreten. Die Abweichungen treten bei  $\cos(\varphi) = \pm 0.8$  auf, sie sind also unabhängig von Bezug/Einspeisung von Blindleistung.

VP	Arbeitspunkt	Spannungsänderung aus der Messung [%]	Spannungsänderung aus der Simulation [%]	Absolute Abweichung zwischen Messung und Simulation [%]
TS	AP A-1	-0.203	-0.280	0.077
	AP A-2	-0.608	-0.520	0.088
	AP A-3	+0.811	+1.100	0.289
	AP A-4	+1.401	+1.300	0.101
	AP A-5	-0.412	-0.500	0.088
	AP A-6	-1.222	-1.300	0.078
PVA Nord	AP A-1	-0.613	-1.030	0.417
	AP A-2	-0.589	-0.520	0.069
	AP A-3	+2.440	+4.010	1.570
	AP A-4	+1.122	+1.270	0.148
	AP A-5	-0.824	-1.870	1.046
	AP A-6	-1.215	-1.290	0.075
PVA Süd	AP A-1	-0.183	-0.280	0.097
	AP A-2	-0.916	-1.450	0.534
	AP A-3	+1.202	+1.110	0.092
	AP A-4	+1.917	+3.630	1.713
	AP A-5	-0.367	-0.500	0.133
	AP A-6	-2.295	-3.610	1.315

Fig. 86: Vergleich der Spannungsänderungen aus Messung und Simulation

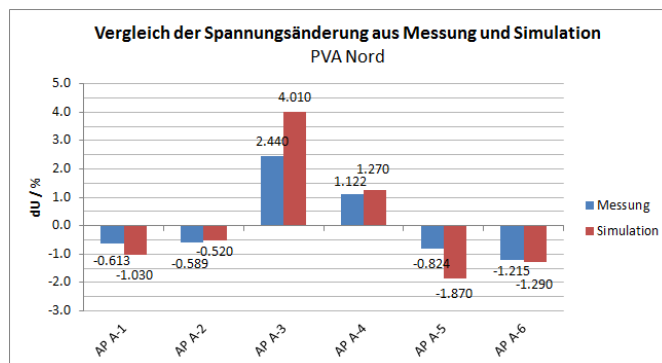


Fig. 87: Vergleich der Spannungsänderungen aus Messung und Simulation bei der PVA Nord

In Fig. 87 ist der Vergleich der Spannungsänderung zwischen Messung und Simulation für den Verknüpfungspunkt PVA Nord erkennbar. Die Richtung der Spannungsänderung ist stets korrekt, allerdings ist die Änderung im Modell oftmals stärker, als dies in der Realität der Fall ist. Da die Verifikation eine Abweichung zwischen Messung und Simulation zeigt, wird in Kapitel B.3.3.3 die Spannungsänderung über der Leitung untersucht.

### B.3.3.3 Spannungsänderung über der Leitung

Da die Verifikation der Regelversuche anhand des Modells in PowerFactory grössere Abweichungen zeigt (Kapitel B.3.3.2), wird im Folgenden die Spannungsänderung über der Leitung zwischen der Trafostation und den beiden PVA untersucht. Hierfür werden die Arbeitspunkte gemäss Fig. 88 verwendet.

Arbeitspunkt	Zeitpunkt		cos(φ) [-]		Wirkleistung [%] <sup>26</sup>	
	absolut	relativ <sup>27</sup>	PVA Nord	PVA Süd	PVA Nord	PVA Süd
AP C-1	22.10.2015 - 10:02	10.0333 h	1	1	11.7	12.8
AP C-2	22.10.2015 - 10:20	10.3333 h	-0.8	1	22.0	24.4
AP C-3	22.10.2015 - 10:47	10.7833 h	-0.8	-0.8	24.7	27.0
AP C-4	22.10.2015 - 11:04	11.0666 h	+0.8	-0.8	29.5	31.6
AP C-5	22.10.2015 - 11:19	11.3166 h	+0.8	+0.8	23.4	25.4
AP C-6	22.10.2015 - 11:34	11.5666 h	1	+0.8	28.5	31.1
AP C-7	22.10.2015 - 11:52	11.8666 h	1	-0.8	23.8	25.5

Fig. 88: Arbeitspunkte C-x in der Übersicht

<sup>26</sup> Angabe der totalen Leistung in Prozent, bezogen auf die Nennleistung von 930 kW (31 WR à 30 kW) je Anlage.

<sup>27</sup> Die relative Zeit 0 h entspricht der absoluten Zeit 22.10.2015 00:00.

Für den Vergleich der Spannungsänderung über der Leitung zwischen Messung und Simulation wird für jeden Arbeitspunkt die Differenz zwischen Trafostation und „Term PVA Nord“ gebildet (Fig. 89). In Fig. 90 ist der Vergleich zwischen Messung (blau) und Simulation (rot) für den Verknüpfungspunkt der PVA Nord erkennbar. Bei den stets positiven Spannungsänderungen aus der Messung ist wiederum erkennbar, dass die Spannung am VP nie tiefer ausfällt, als jene in der TS (Kapitel B.3.3.2).

Vor allem bei Bezug von Blindleistung der PVA ( $\cos(\varphi) = -0.8$ , AP C-2 und C-3) ist eine grössere Diskrepanz zwischen Messung und Simulation erkennbar. Bei Bereitstellung von Blindleistung durch die PVA ( $\cos(\varphi) = +0.8$ , AP C-4 und C-5) entspricht die simulierte Spannungsänderung besser der Messung. Es wird vermutet, dass die erhöhten Abweichungen aufgrund der zum Zeitpunkt der Messung bestehenden Verlegeart der Einzelleiter zwischen PVA und TS resultieren. Dies wird im Zwischenfazit in Kapitel B.3.3.5 erläutert.

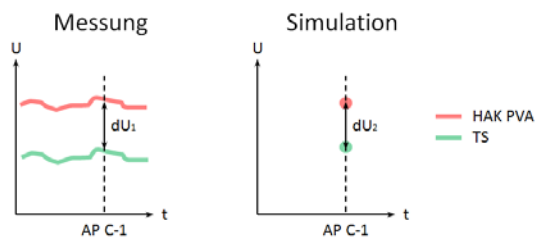


Fig. 89: Beschreibung der Bildung der Abweichung zwischen Messung und Simulation

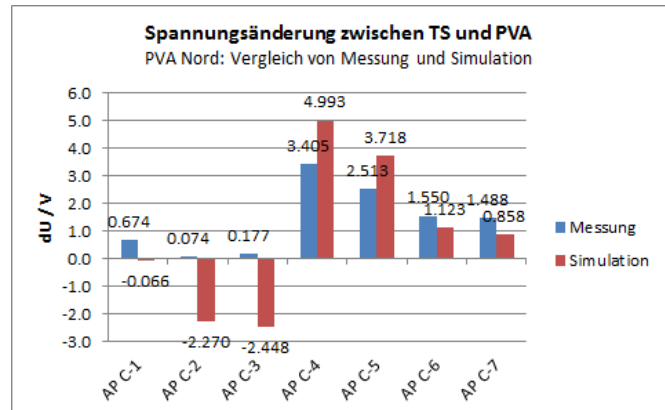


Fig. 90: Spannungsänderung über der Leitung zwischen der TS und der PVA Nord

### B.3.3.4 Extrapolation

Bei der Extrapolation werden mit einer Wirkleistung von 80 %<sup>28</sup> verschiedene Arbeitspunkte mit  $\cos(\varphi) = \pm 0.8$  abgefahren. So sollen die Möglichkeiten einer Regelung der PVA untersucht werden. Es wird davon ausgegangen, dass die nachträgliche Verdrillung der Leiter den Einfluss der Regelung verbessert hat.

In Fig. 91 sind die Spannungsänderungen bei den verschiedenen Arbeitspunkten erkennbar. AP-B1 zeigt beispielsweise, dass mit einem Betrieb der PVA Nord von  $\cos(\varphi) = -0.8$  die Spannung beim Anschlusspunkt der PVA Nord um 6.5 % und in der TS um 1.8 % gesenkt werden könnte. Mit Kumulierung der Ergebnisse von AP B-1 und B-3 (Betrieb der beiden PVA mit  $\cos(\varphi) = -0.8$ ) erhält man dieselben Spannungsänderungen wie bei AP B-6. Somit ist bei Betrieb der PVA Nord/Süd mit  $\cos(\varphi) = -0.8$  eine Reduktion der Spannung um 8.2 % beim Verknüpfungspunkt der PVA Nord, 6.7 % beim VP der PVA Süd und 3.6 % bei der TS möglich.

Arbeitspunkt	$\cos \varphi$		Spannung [per unit]			Spannungsänderung [%] <sup>29</sup>		
	PVA Nord	PVA Süd	TS	HAK PVA Nord	HAK PVA Süd	TS	HAK PVA Nord	HAK PVA Süd
AP B-0	1	1	1.0025	1.0266	1.0191	-	-	-
AP B-1	-0.8	1	0.9845	0.9619	1.0014	-1.8	-6.5	-1.8
AP B-2	+0.8	1	1.0189	1.0853	1.0352	1.6	5.9	1.6
AP B-3	1	-0.8	0.9848	1.0092	0.9704	-1.8	-1.7	-4.9
AP B-4	1	+0.8	1.0190	1.0428	1.0644	1.7	1.6	4.5
AP B-5	+0.8	+0.8	1.0349	1.1005	1.0796	3.2	7.4	6.1
AP B-6	-0.8	-0.8	0.9666	0.9441	0.9524	-3.6	-8.2	-6.7
AP B-7	-0.8	+0.8	1.0015	0.9789	1.0475	-0.1	-4.8	2.8
AP B-8	+0.8	-0.8	1.0014	1.0689	0.9868	-0.1	4.2	-3.2

Fig. 91: Arbeitspunkte B-x und deren relative Spannungsänderung in der Übersicht (Szenario mit  $S_k = 227$  MVA und einer Wirkleistung von 80 % der PVA)

<sup>28</sup> Angabe der totalen Wirkleistung in Prozent, bezogen auf die Nennleistung von 930 kW (31 WR à 30 kW) je Anlage.

<sup>29</sup> Prozentuale Spannungsänderung zwischen dem AP B-0 und den AP B-x ( $x = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]$ ).



### B.3.3.5 Zwischenfazit: Steuerung der PVA

Die Nachsimulation der Regelversuche zeigt eine grössere Abweichung zwischen Messung und Simulation. Die Verifikation der Zuleitung der PVA Nord/Süd zeigt ebenfalls eine Ungenauigkeit im Modell. Der Grund liegt vermutlich in der Abbildung der Leitung zwischen Transformator und PVA im Modell. Die Zuleitung war zum Zeitpunkt der Regelversuche mit nicht verdrehten Einzelleitern ausgeführt. Für jeden Leiter ( $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  und N) war ein Viererbündel mit 240-mm<sup>2</sup>-Einzelleitern installiert. Es wird vermutet, dass aufgrund der fehlenden Verdrehung und den langen Leitungen induktive Kreisströme entstehen, verursacht durch Koppelinduktivitäten. Ebenfalls wird vermutet, dass die zusätzlichen Induktivitäten eine weitere Reduktion der Spannung beim VP der PVA gegenüber der Trafostation verhindern. Somit wird die Spannung beim VP nicht kleiner als jene in der Trafostation (Fig. 85, Mitsystemspannung). Im Nachgang wurden die Einzelleiter verdreht.

### B.3.4 Einfluss der Q(U)-Regelung

In der folgenden Berechnung wird untersucht, wie sich eine starke Veränderung der Mittelspannungsvorgabe auf die Q(U)-Regelung, respektive auf die Spannungshaltung des gesamten NS-Netzes auswirkt. In Fig. 92 ist die Spannung bei der PVA (Nord/Süd) und jene in der Trafostation erkennbar. Die rote Kurve beschreibt den Spannungsverlauf ohne Q(U)-Regelung der PVA und dient als Referenz. Bei diesem Szenario sinkt die Spannung in der Trafostation auf 0.831 per unit, womit der 100%-Grenzwert nach EN 50160 verletzt ist (rote Markierung). Ist nun die Q(U)-Regelung der WR aktiv (blau), kann die Grenzwertverletzung verhindert werden, da die Spannung mit 0.855 per unit lediglich unter den 95%-Grenzwert<sup>30</sup> sinkt. Soll also eine Spannungsschwankung der Mittelspannung ausgeglichen werden, welche bereits nahe oder über der Normgrenze liegt, kann dies mit einer Q(U)-Regelung der Wechselrichter erfolgen. Soll der Regelbereich vergrössert werden, können folgende Massnahmen getroffen werden:

- Der Bereich für die Blindleistungsregelung kann erweitert werden (Beispielsweise  $\cos(\varphi) = \pm 0.5$ ).
- Den Wechselrichtern kann eine zusätzlich P(U)-Regelung vorgegeben werden, wenn sich die Blindleistungsregelung bereits an der Grenze befindet.

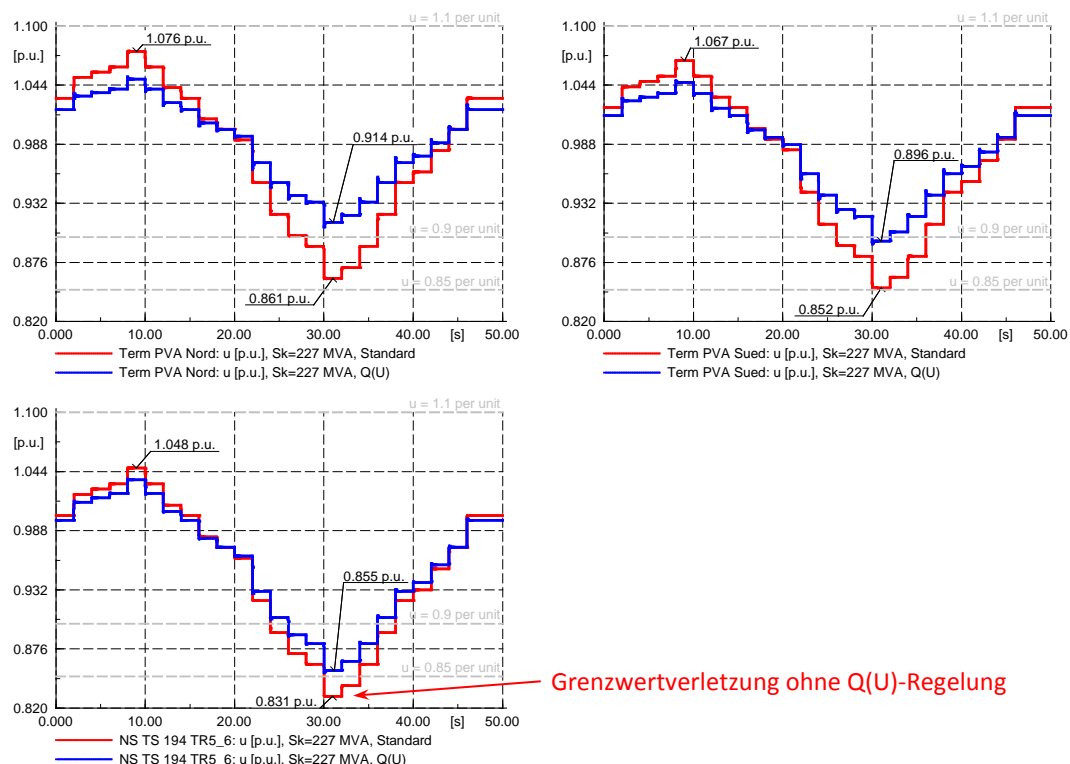


Fig. 92: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Spannung in per unit

Wird die Q(U)-Regelung der WR aktiviert, verändert sich ebenfalls die Auslastung der Transformatoren. In Fig. 93 ist die Auslastung von Trafo 5 sowie dessen Wirk- und Blindleistung erkennbar. Aufgrund derselben Bauweise verhält

<sup>30</sup> In 5 % der Zeit, gesehen über eine Wochenmessung, darf die Spannung unterhalb vom 95%-Grenzwert liegen.

sich der Trafo 6 identisch zum parallel installierten Trafo 5. Ohne Q(U)-Regelung ist in der Auslastung die Reaktion auf den Anstieg der MS-seitigen Spannung erkennbar. Die Auslastung sinkt zuerst, da der Strom aufgrund der steigenden Spannung sinkt. Bei abnehmender Spannung bleibt die Auslastung konstant, dies allerdings nur, da die PVA die Leistung zurückfahren, und somit die Wirkleistung über dem Transformator reduziert wird (Fig. 94). Bei aktiver Q(U)-Regelung steigt die Auslastung im ersten Teil (blaue Kurve) im Vergleich zu ausgeschalteter Regelung, (rote Kurve) also bei erhöhter Quellenspannung, da zusätzlich die durch die PVA bereitgestellte Blindleistung übertragen werden muss. Im zweiten Teil, bei reduzierter Spannung, bezieht die PVA Blindleistung und hebt somit die Spannung am VP an. Dieser Blindleistungsbezug wird mit einer zusätzlichen Wirkleistungsreduktion kombiniert, weshalb in der Auslastung keine grosse Veränderung erkennbar ist.

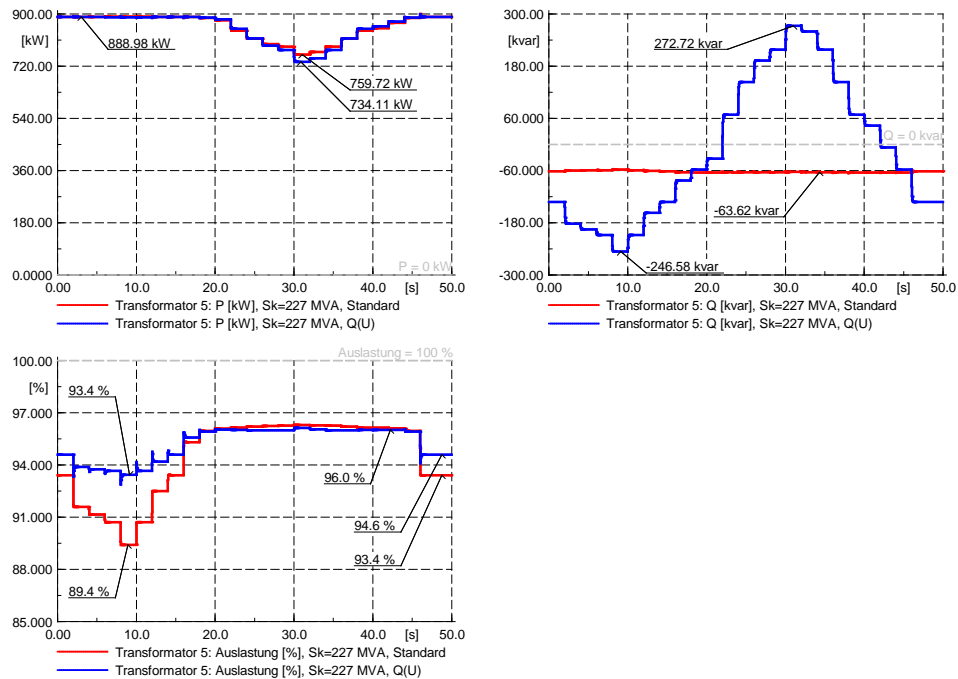


Fig. 93: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Trafo 5 (analog zu Trafo 6) – Wirk- und Blindleistung in kW und kvar sowie Auslastung in %

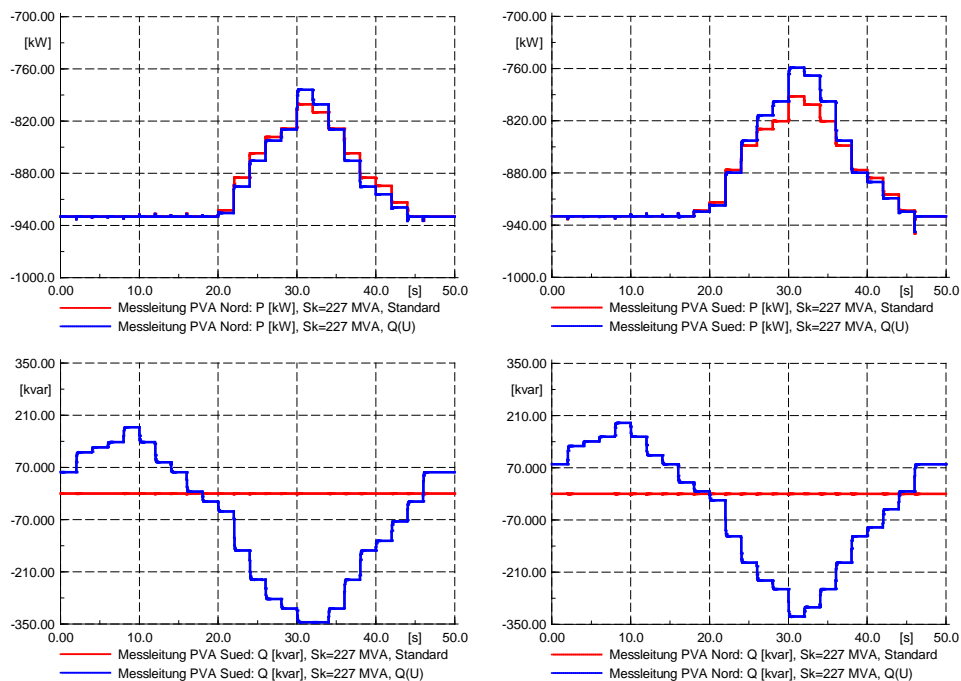


Fig. 94: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Wirk- und Blindleistung der PVA Nord/Süd in kW und kvar

Bei der Untersuchung der Auslastung wurde eine Wirkleistungsreduktion festgestellt. Diese Reduktion tritt bei gleichzeitig reduzierter Spannung auf, obwohl in dieser Phase die Leistung der PVA zur Stützung der Spannung benötigt würde. Die Wirkleistungsreduktion hat ihren Ursprung in der Strombegrenzung der PVA. In der Grafik oben rechts in Fig. 95 ist der Strom eines Wechselrichters in per unit dargestellt, wobei eine Begrenzung auf 1.1 per unit erkennbar ist. Der Strom darf aufgrund der Begrenzung nicht weiter ansteigen. Da allerdings die Spannung weiter sinkt, resultiert eine reduzierte Wirkleistung. Im Verlauf der Spannung in der Trafostation und am Anschlusspunkt der PVA (Fig. 95, unten rechts) ist die gute Anbindung der Anlage erkennbar. Die PVA vermag nur bedingt die Spannung anzuheben, da auch die Strombegrenzung erreicht wird. Der Einbruch der Spannung auf der MS-Seite wird so relativ direkt auf den Anschlusspunkt der PVA übertragen.

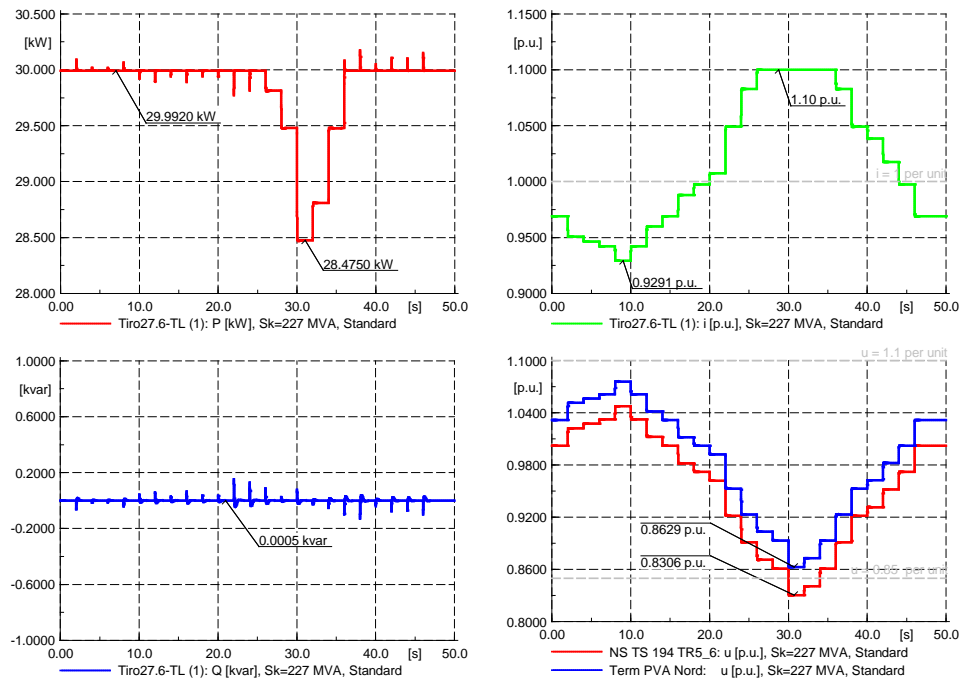


Fig. 95: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Q(U)-Regelung – Wirk- und Blindleistung der PVA Nord/Süd in kW und kvar sowie deren Strom in per unit und die Spannung in per unit beim VP der PVA und in der TS

### B.3.5 Vergleich des Spannungsverhaltens bei Ausfall mehrerer PVA

In dieser Untersuchung werden die beiden PVA (Süd und Nord) auf einen Schlag bei minimaler Last ausgeschaltet. Es wird untersucht, wie die Auswirkungen eines solchen Ausfalls auf das NS-Netz sind, wobei die Erschliessung über Mett mit einer Kurzschlussleistung von 227 MVA verwendet wird. Untersucht werden die Szenarien mit der Standardkonfiguration<sup>31</sup> (Fig. 96, rot) und der Q(U)-Regelung (Fig. 96, blau). Betrachtet man die Spannung in der Trafostation (Fig. 96, unten), ist beim standardmässigen Betrieb eine Reduktion der Spannung um 0.31 % erkennbar. Bei der Q(U)-Regelung liegt sogar ein Anstieg der Spannung um 0.08 % vor, da die PVA über die Q(U)-Funktion die Spannung am Anschlusspunkt reduziert. Bei der PVA Nord wird die grösste Spannungsänderung mit einem Einbruch von 2.87 % verzeichnet, und dies bei der Standardkonfiguration (Fig. 96, rote Markierung).

<sup>31</sup> Die Standard-Konfiguration ist ohne Q(U)- oder P(U)-Regelung sowie ohne FRT.

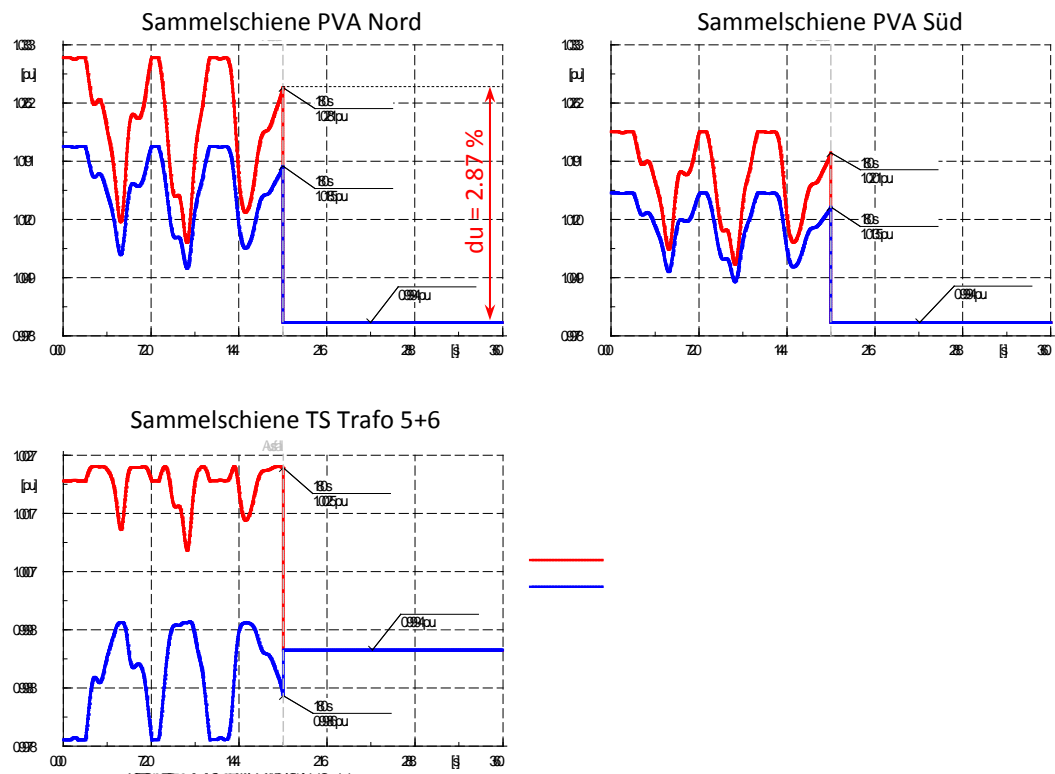


Fig. 96: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Ausfall der PVA Nord/Süd – Spannung in per unit

Neben dem Ausfall der gesamten PVA ist ebenfalls der Teilausfall von Interesse, wobei abwechselnd die PVA Süd oder Nord ausgeschaltet wird. In Fig. 97 ist für die Standardkonfiguration der totale Ausfall (hellgrün), der Ausfall der PVA Nord (rot) sowie jener der PVA Süd (blau) erkennbar. Die oberen beiden Grafiken zeigen die Spannung bei der PVA Nord und Süd, wobei die gegenseitige Beeinflussung bei einem Ausfall erkennbar wird. Beispielsweise kommt die Spannung bei der PVA Süd bei ihrer Ausschaltung bei rund 1.001 per unit zu liegen, da die PVA Nord am Netz ist und die Spannung in der Trafostation auf 1.001 per unit anhebt (blaues Szenario).

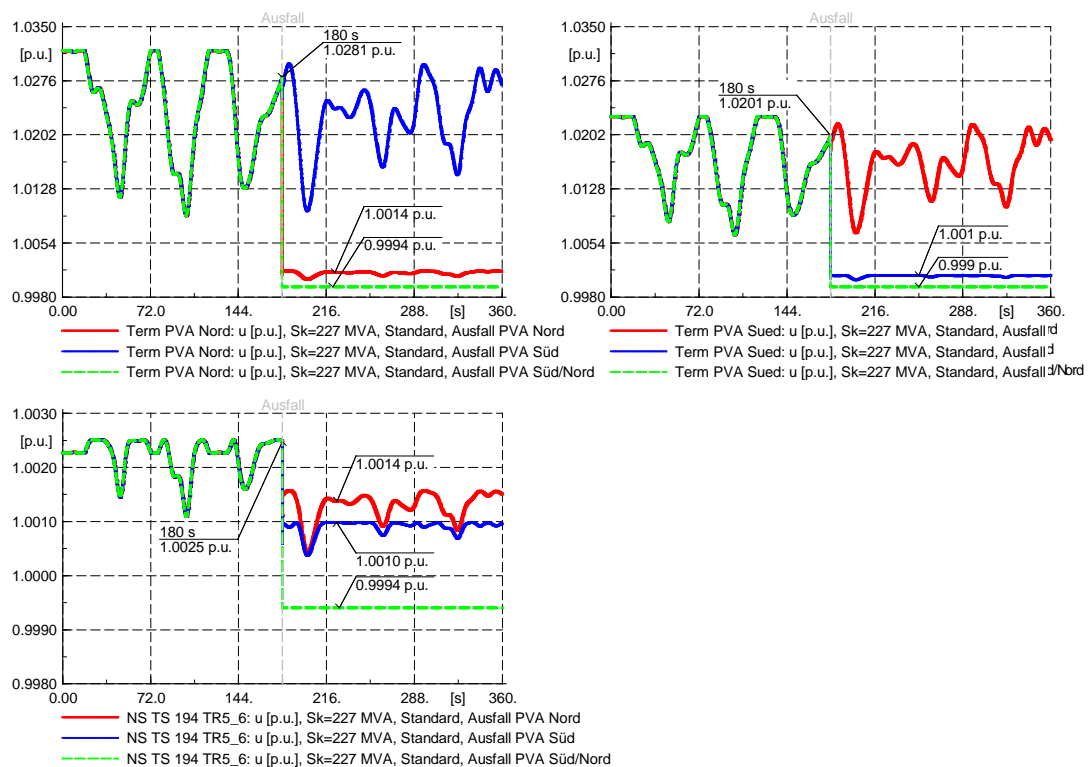


Fig. 97: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Ausfall der PVA (unterschiedliche Szenarien) – Spannung in per unit

### B.3.6 Vergleich von Schutzversager bei PVA mit und ohne FRT

In diesem Berechnungsfall wird hauptsächlich auf die Schutzfunktion FRT der Wechselrichter eingegangen, wobei im Abstand von 6 s zwei Schutzversager in der Spannung erkennbar sind (Fig. 98). Die Spannung bricht auf bis zu 15 % der Nennspannung ein. Während beim Szenario ohne FRT (rot) die PV-Anlagen kurz nach dem Einbruch für 2 bis 30 min vom Netz gehen, speisen die Anlagen mit FRT nach der Normalisierung der Spannung wieder in das Netz ein (blau und hellgrün). Die Ausschaltung der PVA ohne FRT hat einen Energieverlust zur Folge, welcher mit FRT vermieden werden kann. Bei den Szenarien mit FRT wird zusätzlich während des Spannungseinbruchs Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung anzuheben. Somit sinkt die Spannung im Minimum nur auf 0.289 per unit und nicht wie beim Standard-Szenario auf 0.150 per unit. Bei einer Aktivierung der FRT-Funktion wird kurzzeitig die Wirkleistung reduziert und die Blindleistung zur Spannungshaltung aktiviert (Fig. 99 und Fig. 100), was anschliessend den Weiterbetrieb der Anlage ermöglicht. Im FRT-Betrieb (blau) ist bei der Blindleistung nach Normalisierung der Spannung ein Anstieg auf 56.98 kvar erkennbar. Dieser Anstieg kommt daher, da die FRT-Funktion immer noch aktiv und die Spannung leicht erhöht ist. Deshalb wird zur Senkung der Spannung Blindleistung bezogen.

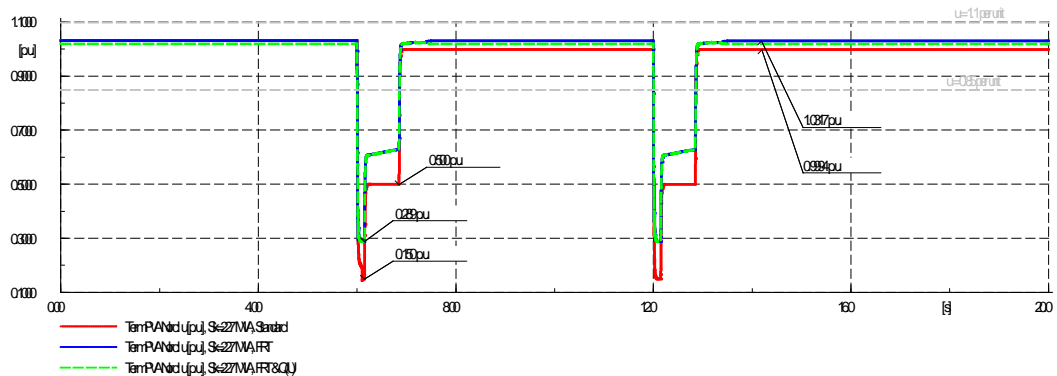


Fig. 98: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Schutzversager – Spannung bei der PVA Nord

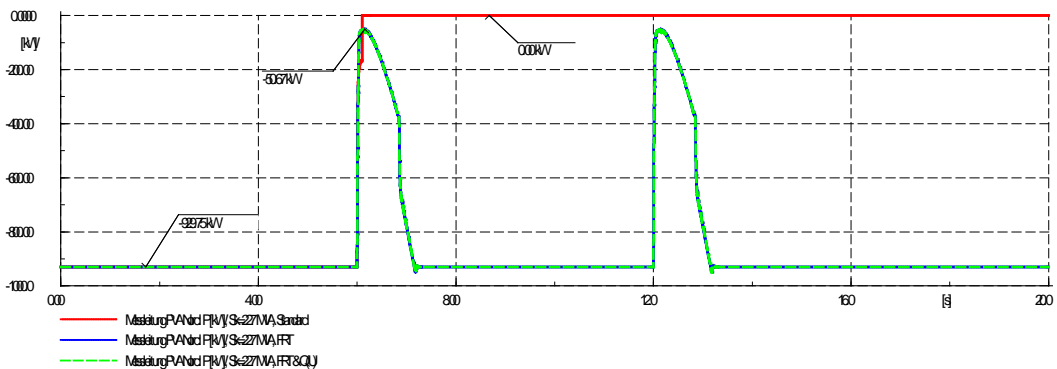


Fig. 99: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Schutzversager – Wirkleistung der PVA Nord

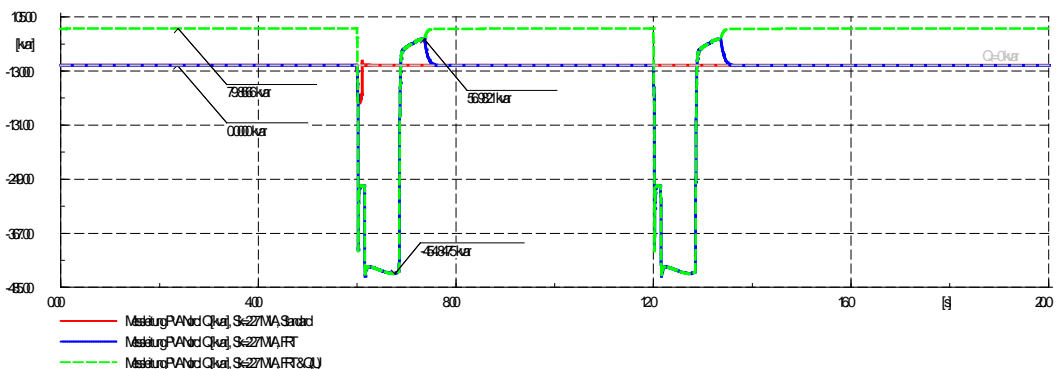


Fig. 100: Dynamiksimulation – NS-Netz der Tissot Arena – Schutzversager – Blindleistung der PVA Nord