

Forschungsbericht BWPLUS

Endbericht des Statuskolloquiums Umweltforschung 2022

**Demonstrator Automatisierte Kabelverteiler als Alternative zum
regelbaren Ortsnetztrafo (DEMO rONT-Alternative)**

von

Khalid Hachimy

Frank Truckenmüller

Hochschule Reutlingen

Christoph Schmid

Yuven Yerima

DIgSILENT GmbH

Martin Bast

Emis Automatisierung GmbH

Simon Eilenberger

Alfred Bernhardt

FairNetz GmbH

Förderkennzeichen: BWSGD 17003-17006

Laufzeit: 01.11.2017 – 31.12.2021

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Februar 2022

Endbericht des Projekts „rONT-Alternative“

Demonstrator Automatisierte Kabelverteiler als Alternative zum regelbaren Ortsnetztransformator

<p>Zuwendungsempfänger: DIgSILENT Emis FairNetz GmbH Hochschule Reutlingen</p>	<p>Zuwendungsnummer: BWSGD17003</p> <p>Erstellt am: 01.12.2021</p>
<p>Förderprogramm: Smart-grid und Speicher Demonstrationsprojekte</p>	
<p>Berichtszeitraum: von: 01.11.2017 bis: 31.12.2021</p>	
<p>Gesamtlaufzeit des Vorhabens: von: 01.11.2017 bis: 31.12.2021</p>	

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Abbildungsverzeichnis	4
Kurzfassung.....	5
Abstract	6
1. Projektbeschreibung.....	7
1.1. Zielsetzung des Projekts.....	7
1.2. Topologie und Messwertverarbeitung:.....	11
1.3. Schaltszenarien – mögliche Trennstellen.....	14
1.4. Anpassung der Daten	15
2. Umsetzung	16
2.1. Anbindung der Mess- und Schalttechnik ins Netz	16
2.2. Datenverarbeitung und Fehlerbehebung	17
2.3. Simulation	19
2.4. Betriebsgrenzen: Spannungsbänder und Auslassung.....	20
2.5. Messwert-Topologie und -Charakteristik.....	21
2.6. Analyse der Messwert-Topologie	23
2.7. Automatische Definition und Konfiguration der Abgänge.....	24
2.8. Das Prinzip der Abganglastskalierung.....	26
3. Zustandsschätzung und Schaltalgorithmus	28
3.1. Estimation der Leistung von PV-Anlagen.	28
3.2. Der Schaltalgorithmus (Regelalgorithmus).....	29
3.3. Prüfen der Messtopologie.....	31
4. Lastflussberechnung	32

4.1. Berücksichtigung der Wirkleistungsflussmesswerte.....	32
4.2. Berücksichtigung der Blindleistungsflussmesswerte	33
4.3. Überprüfen und Bewertung der Messwerte	34
5. Überprüfung des Estimationsverfahrens und des Schaltalgorithmus anhand ausgewählter Tage.....	36
5.1. Verfahren zur Überprüfung des Schaltalgorithmus	36
5.2. Betrachtung eines Tages mit fehlerhaften Messwerten in KV1107.....	38
5.3. Sonnenreicher Tag, kein Schalten.....	39
5.3.1. Genauigkeit der Wirkleistungsmesswerte (bei Kabelverteilern)	40
5.3.2. Überprüfen des Kirchhoffschen Gesetzes für die Station „N4416“ und „N4337“	42
5.3.3. Genauigkeit der Spannungen.....	44
5.3.4. Verluste	46
5.3.5. Auslastung.....	47
5.4. Sonnenreicher Tag mit Schalthandlungen.....	48
5.4.1. Genauigkeit der Wirkleistungsmesswerte (bei Kabelverteilern)	49
5.4.2. Überprüfen des Kirchhoffschen Gesetzes für die Station „N4416“ und „N4337“	51
5.4.3. Vorsimulation von Schalthandlungen	51
5.4. Volatiler Tag mit Schalthandlungen	52
6. Einsatz des Schaltalgorithmus	55
6.1. Schalthandlung bei normalem Verbrauch.....	55
6.2. Schalthandlungen mit hochskaliertem Verbrauch.....	59
7. Ergebnisse und Erfahrungen	66
7.1. Fortschritte für die Wissenschaft und Technik	66
7.2. Nutzen von Projektergebnisse und Projekterfahrungen	67
7.3. Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Teilort Lange Morgen	9
Abbildung 2: Gesamtgebiet Sickenhausen, Lange Morgen (Blau) Degerschlachter Strasse (Rot)	10
Abbildung 3: Topologische Lage der einzelnen KV's und der ONSs	13
Abbildung 4: Kabelverteiler Prototyp	16
Abbildung 5: Schaltbarer Kabelverteiler im Netz.....	17
Abbildung 6: Topologie der Messwerte.....	22
Abbildung 7: Messwertbereiche - Analyse der Messwert-Topologie.....	24
Abbildung 8: Automatisch definierte Abgänge	25
Abbildung 9: Das Prinzip der Abgangslastskalierung	27
Abbildung 10: Schaltalgorithmus.....	30

Kurzfassung

Der starke Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen wie zum Beispiel Blockheizkraftwerke (BHKWs) oder Photovoltaikanlagen (PV) führt zu einer stark fluktuierenden Stromeinspeisung. An sonnenreichen Tagen findet an den Ortsnetzstationen (ONS) deshalb eine Lastumkehr statt, sodass die überschüssige Energie in das Mittelspannungsnetz zurückgespeist wird. Die hohen Schwankungen in der Last durch Bezug und Rückspeisung verursachen hohe Schwankungen in der Spannung, die i.d.R. durch den Einbau eines rONTs (regelbarer Ortsnetztransformator) ausgeglichen werden.

Dies ist allerdings keine absolute Lösung des Problems, da die überschüssige Energie in das Mittelspannungsnetz zurückgespeist wird und somit die Spannungsanhebung dort geschieht. Um dies komplett zu vermeiden, wird hier der Ansatz verfolgt, die temporäre hohe Einspeisung aus dezentralen Anlagen in benachbarten Netzgebieten durch automatisierte Umschaltungen an den relevanten Kabelverteilern (KV) weiterzuleiten. Zu erwarten ist eine wirtschaftliche und effiziente Energie-/Lastverschiebung, so dass die Netzbetreiber keine Leistungseinbußen und Energieverluste in Kauf nehmen müssen.

Gleichzeitig wird durch den Einsatz intelligenter Automatisierungstechnik und innovativer Infrastruktur das Niederspannungsnetz auf Smart Grid-Niveau aufbereitet.

Weiterhin kann das hier vorgestellte Projekt in der sehr kleingliedrigen Versorgungsstruktur Vorteile ergeben, um alle Möglichkeit zu nutzen, den erzeugten Strom direkt im Niederspannungsnetz zu verbrauchen bzw. zu vermarkten.

Abstract

The high expansion of distributed renewable energy generation systems, such as cogeneration or combined heat and power plants (CHPs), or of photovoltaic (PV) systems, leads to a highly fluctuating power supply. On sunny days, the surplus in energy generated by the renewable energy sources is fed back into the medium-voltage grid. High fluctuations in the load due to supply and feedback cause high voltage fluctuations and are normally compensated by the installation of a rONT (adjustable local power transformer).

However, this is not an absolute solution of the problem, since the excess of energy and also the voltage loss due to transport are fed back into the medium-voltage grid. To avoid this completely, the following approach is suggested: feeding the temporary excess of energy generated from decentralized plants in the neighboring low-voltage grid areas with KVs (automated switching municipal electrical enclosures).

As an outcome, an economic and efficient energy/load shift should be expected, so that the distribution system operators can avoid any sort of performance and energy losses.

At the same time, using intelligent automation technology and innovative infrastructure could help to make the low-voltage grid fit for smart-grid technology.

Furthermore, public utilities will benefit from the project presented here exploiting all possibilities of consuming or marketing the electricity generated directly in the low-voltage grid.

1. Projektbeschreibung

Das Projekt hat zum Ziel die Möglichkeit des alternativen Einsatzes von fernsteuerbaren Kabelverteilern („automatisierten Kabelverteilern“, KVs) im Vergleich zu einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) zu untersuchen. Dies soll als Stabilisierungsmaßnahme im Niederspannungsteilnetz Sickenhausen in Reutlingen Einsatz finden. Der starke Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen (im untersuchten Stadtteil hauptsächlich Photovoltaik (PV)) führt zu einer stark fluktuierenden Stromeinspeisung. Deshalb findet vielerorts bei starker und langanhaltender Sonneneinstrahlung an Ortsnetzstationen (ONS) eine temporäre Lastumkehr statt, so dass die überschüssige Energie in das Mittelspannungsnetz rückgespeist wird. Daraus resultierende Schwankungen im Bezug und in der Rückspeisung verursachen deutliche Spannungsschwankungen, die i.d.R. durch den Einbau eines rONTs ausgeglichen werden können. Im betroffenen Teilort soll untersucht werden, ob alternativ auch Umschaltungen an KVs benachbarter Netzteile denselben Effekt erreichen können. Zu Zeiten hoher Erzeugung könnte die Rücklieferung in das Mittelspannungsnetz durch Zusammenschalten mit einem lastgeprägten Netzteil vermieden werden. Auf diese Art können Spannungsanhebung und Transformationsverluste vermieden werden und die Netzbetreiber müssen keine Leistungseinbußen und Energieverluste in Kauf nehmen. Beim Flächeneinsatz der KVs könnte signifikantes Einsparpotenzial durch einen weiteren Freiheitsgrad sowie einer Homogenisierungsmöglichkeit einzelner Stränge des Netzes bestehen. Es soll hier gezeigt werden, dass mit der Methode der Lastverschiebung dezentrale Überangebote an Energie in der gleichen Spannungsebene an anderen Verbrauchsorten ohne die o.g. Nachteile umgesetzt werden können.

1.1. Zielsetzung des Projekts

Die hohe Ungleichmäßigkeit in der Netzlast im Verteilnetz, resultierend von der fluktuierenden Einspeisung aus dezentralen erneuerbaren Anlagen (meist Photovoltaik), verursachen hohe Spannungsschwankungen, die i.d.R. durch den Einbau von rONTs ausgeglichen werden können. Auch in einem Teilort der Stadt Reutlingen (ONS „Lange Morgen“ im Stadtteil Sickenhausen, siehe Abbildung 1) ist dies der Fall. Der zuständige Netzbetreiber möchte im Zuge des Einbaus eines rONTs eine alternative Möglichkeit erforschen, um die Spannung an der ONS stabil zu halten. Zusätzlich soll die angestrebte

Alternative lokale Erzeugungs- und Verbrauchungleichgewichte in der näheren Umgebung ausgleichen. Es soll untersucht werden, ob die Netzlast durch Umschaltungen im Niederspannungsnetz an schaltbaren KVs homogenisiert werden kann. Dazu soll zwischen benachbarten Netzteilen, hier an der Station „Lange Morgen“, zu Zeiten hoher Erzeugung die Rücklieferung in das Mittelspannungsnetz und die damit verbundene Spannungsanhebung vermieden werden, indem temporäre netztopologische Veränderungen vorgenommen werden. Es wird erwartet, dass diese Lösung den hohen zeitlichen und finanziellen Aufwand gegenüber der eigentlichen Maßnahme reduzieren kann. Bei der Untersuchung schaltbarer und fernwirktechnisch angebundener KVs werden auch die Kosten eine wesentliche Rolle spielen. Die Untersuchung soll darlegen, ob schaltbare KVs im Gegensatz zu rONT eine wirtschaftlichere und wirkungsvollere Methode sind, um die Spannung im Versorgungsnetz stabil zu halten. Eine erste grobe Kostenanalyse geht davon aus, dass eine Einsparung in der Größenordnung von ca. 10T€ gegenüber einem rONT möglich ist. In dem Stadtgebiet von Reutlingen sind ca. 520 ONTs installiert. Das Ergebnis dieser Untersuchungen könnte es ermöglichen, nach Analyse der Netzbelastung, ca. 200 ONTs durch automatisierte KVs zu verstärken. Der Einbau von rONTs würde hier entfallen und zu einer geschätzten Kostenersparnis von ca. 2 Mio. € führen.

Jährlicher Strombedarf	240,5 MWh	454 MWh
Anzahl PV-Anlagen	5	20
Gesamte PV-Peak-Leistung	118,7 kW	140,3 kW
PV-Einspeisung	108,3 MWh	125 MWh
PV-Anteil	45 %	27,5 %

Tabelle 1: Vergleich der Netzgebiete „Lange Morgen“ und „Degerschlachter Straße“

1.3. Topologie und Messwertverarbeitung

Die verteilten Einspeisungen durch PV-Anlagen können ein-, zwei oder dreiphasig erfolgen. Dadurch wird die Symmetrie des Netzes beeinflusst. Daher wäre bei einer sehr genauen Analyse das Netz als unsymmetrisch zu betrachten. Allerdings ist die verwendete Messtopologie unvollständig, d.h. Einspeisungen und Lasten werden nicht je einzeln gemessen, sondern es werden lediglich die Referenz-PV-Anlage und die Leistungsflüsse an den Niederspannungsabgängen gemessen. Deshalb werden alle Berechnungen symmetrisch durchgeführt, was für die folgenden Betrachtungen als ausreichend angesehen wird.

Im rONT-Gebiet gibt es eine installierte PV-Leistung von 600 kW, die Referenzanlage hat eine Leistung von 28,6 kW. Die Verbraucher haben insgesamt eine Jahresenergie von ca. 3,1 GWh. Hierin sind die Wärmepumpen nicht enthalten. Abbildung 3 stellt das untersuchte Gebiet dar (Teilnetz Lange Morgen in Sickenhausen der FairNetz GmbH), wobei die einzelnen Kabelverteiler, die Stationen und die Lage und Größe der PV-Anlagen (grüne Kreise) hervorgehoben wurden. Jeder Kabelverteiler kann als Trennstelle fungieren. Die Normtrennstelle ist im KV1110.

Der rONT befindet sich in der Station N4416 und hat die folgende Charakteristik

Bezeichnungen	Werte
Nennleistung	630kW
Kurzschlussspannung	4,10%
Unterste Stufe	1
Oberste Stufe	9
Neutrale Position	4
Zusatzspannung pro Stufe	2%

Tabelle 2: rONT-Daten

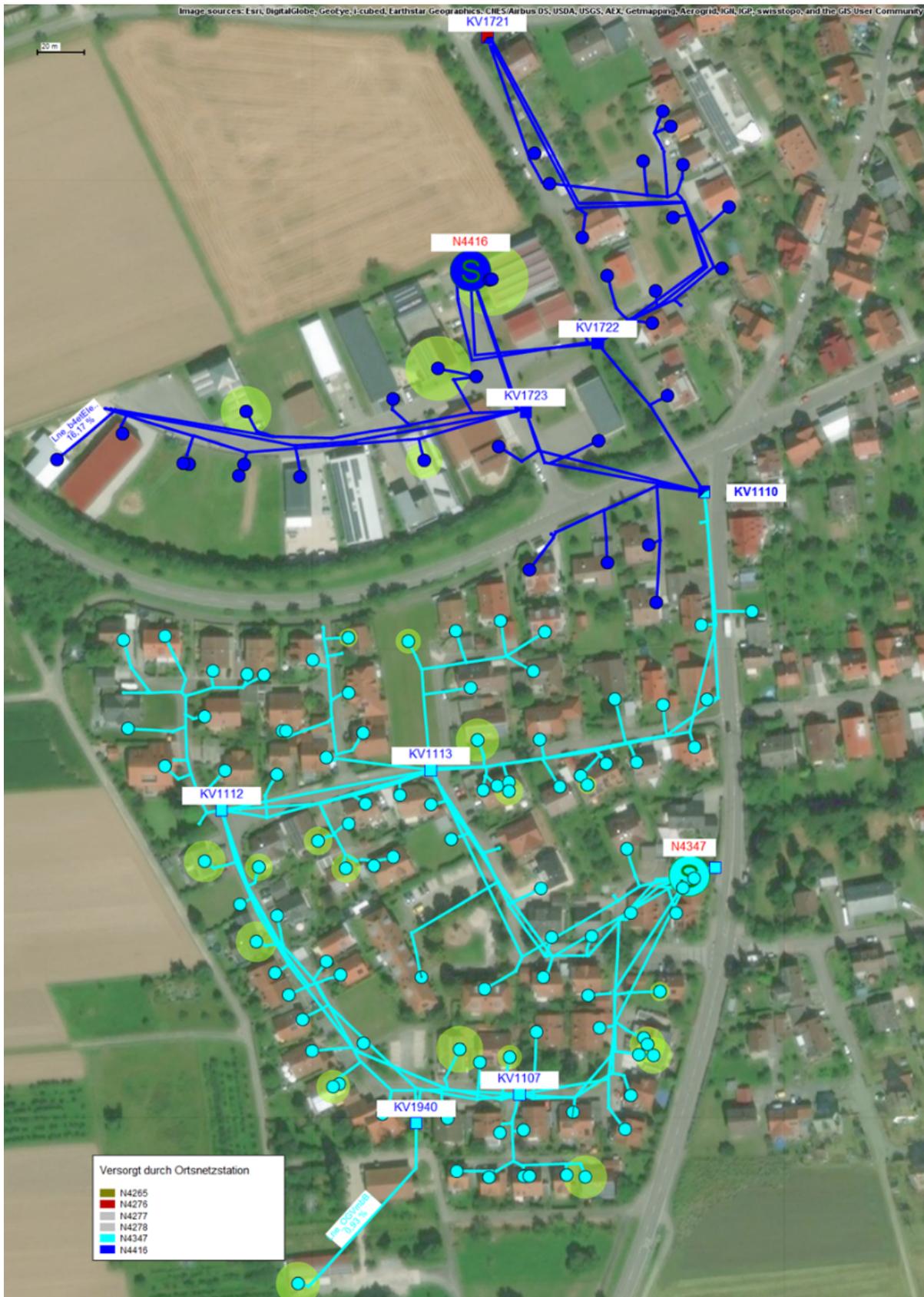


Abbildung 3: Topologische Lage der einzelnen KVs und der ONSs

Das blau eingefärbte Teilnetz (Bezeichnung: Teilnetz N4416) wird von der Station N4416 versorgt und das türkis eingefärbte Teilnetz (Bezeichnung: Teilnetz N4347) wird von der Station N4347 versorgt.

1.4. Schaltszenarien – mögliche Trennstellen

Für das zu betrachtende Netz („Lange Morgen, Sickenhausen“ der FairNetz GmbH) gibt es insgesamt acht Möglichkeiten, das Netz mit einer Trennstelle zu betreiben. In Tabelle 3 sind die verschiedenen Trennstellenbezeichnungen und die entsprechenden Szenarien dargestellt. Bei den Szenarien stellen die beiden ersten Ziffern die Trennstellenbezeichnung dar, danach folgt der Name des betroffenen Kabelverteilers. In einigen Kabelverteiler (KV1113, KV1112 und KV1107) gibt es zwei Möglichkeiten eine Trennstelle zu setzen. Die Trennstelle mit der Bezeichnung „02“ ist die Normtrennstelle.

Trennstellen- bezeichnung	Szenarien
01	01_KV1722
02	02_KV1110
03	03_KV1113
04	04_KV1113
05	05_KV1112
06	06_KV1112
07	07_KV1107
08	08_KV1107

Tabelle 3: Szenarien für mögliche Trennstellenverlegung

1.5. Anpassung der Daten

Die FairNetz GmbH hat für die Durchführung des Forschungsprojekts einen aktuellen Datensatz zur Verfügung gestellt. Dieser Datensatz wurde wie folgt angepasst:

Anpassung der Speicherheizungen: Für die verwendete Estimationsmethode ist die Verarbeitung der Speicherheizungen, wie sie im ursprünglichen Datenmodell definiert war, aufgrund der mangelnden Datenqualität nicht für die Nutzung im Forschungsprojekt geeignet. Sie wurden daher ähnlich wie andere Lasten definiert. Dies hat keinen Einfluss auf die Ergebnisse.

Weitere Anpassungen oder die Definition von neuen Objekten wie Abgängen und Charakteristiken werden in den entsprechenden Abschnitten betrachtet. Die im Modell verwendeten Standardlastprofile wurden durch die von der FairNetz GmbH zur Verfügung gestellten spezifischen Standardlastprofile ersetzt.

Das PV-Datenmodell wurde um „Jährliche Energie“ in kWh und „Jährliche Energie pro Peak“ in kWh/kWp erweitert. Diese Daten werden bei der Abschätzung der PV-Erzeugung mit Hilfe der Referenzanlage verwendet.

2. Umsetzung

2.1. Einbindung der Mess- und Schalttechnik ins Netz

Im letzten Jahr wurden 44 Schütze (siehe Nummer 2, Abbildung 4) bestellt. Die Schütze wurden geliefert, um direkt in den Kabelverteiler-Schränken unterhalb der bereits bestückten Leisten (siehe Nummer 1, Abbildung 4) eingebaut zu werden. Die Bestellung für die Kabelverteiler konnte erst nach der Anlieferung und Überprüfung der Schütze veranlasst werden, weil dazu auch die restlichen Anforderungen bezüglich der Anpassungen von „Schalten unter Spannung“ resultierend aus der DIN-Norm geklärt sein sollten.

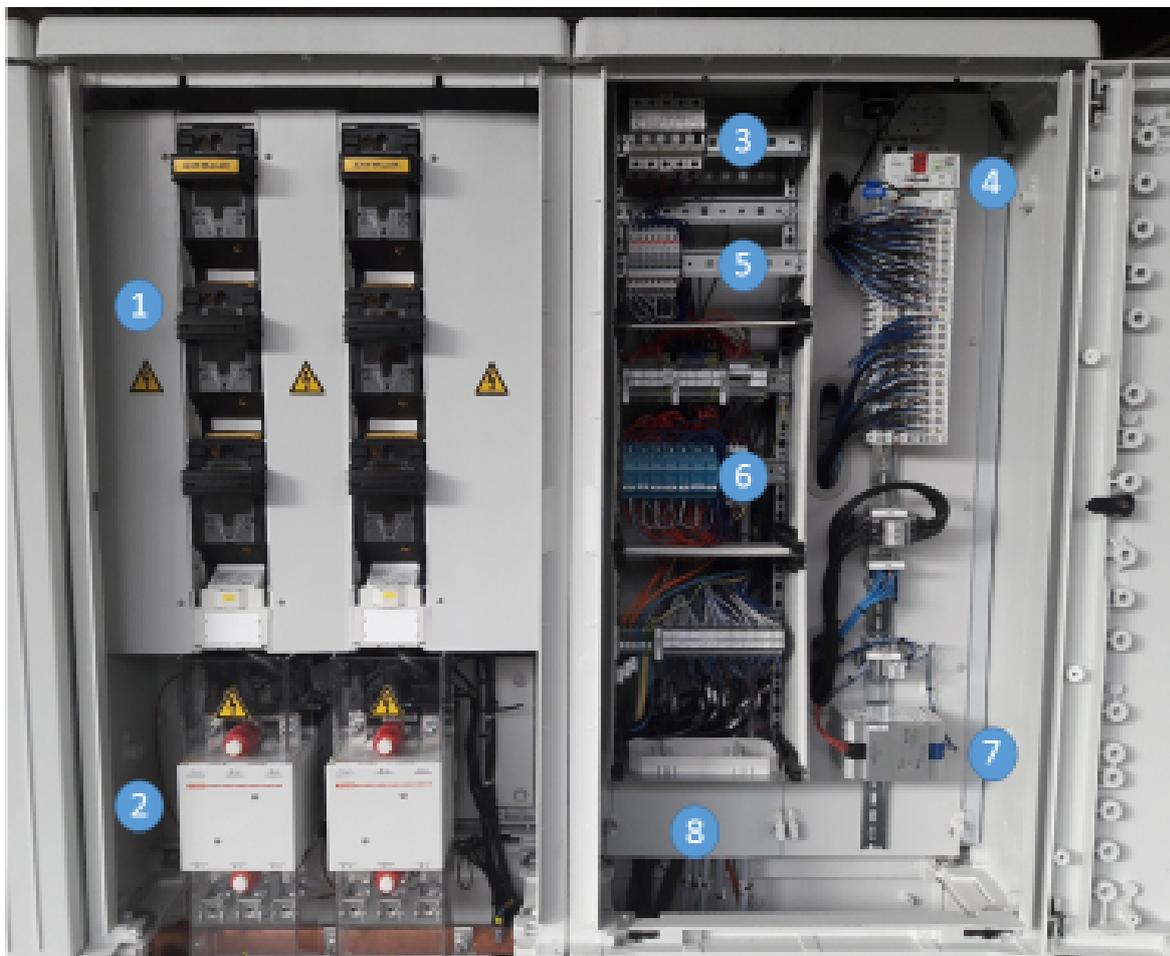


Abbildung 4: Kabelverteiler Prototyp

Ebenso wurden Sicherungen sowohl für die 400V-Versorgung als auch für die 230V- und 24V-Spannungen installiert (siehe Nummer 3, Abbildung 4).

Die Ströme und Spannungen in allen Abgängen des Kabelverteilers werden von einer CPU-Engine (Central Processing Unit Engines) siehe Nummer 4, Abbildung 4) erfasst und an das Leitsystem weitergeleitet. Die CPU wird von einem Netzteil mit 24V Gleichspannung versorgt (siehe Nummer 7, Abbildung 4). Die zwei Stromkreise werden mit Hilfe des in Abbildung 4 dargestellten Trenntransformators (siehe Nummer 8) voneinander getrennt.



Abbildung 5: Schaltbarer Kabelverteiler im Netz

2.2. Datenverarbeitung und Fehlerbehebung

Nachdem die Installation von allen schaltbaren Kabelverteilern ins Netz abgeschlossen war, wurden die gemessenen Daten verarbeitet und untersucht. Bei dieser Untersuchung wurden folgende Mängel festgestellt:

- Fehlende Übereinstimmung bei der Benennung der Betriebsmittel im Netzmodell und der Realität
- Messfehler
- Ausfälle bei der Fernübertragung
- Weitere Unstimmigkeiten im Datensatz (s. u.)
- Fehlende Messdaten

Die genannten Mängel wurden vor der Weiterverarbeitung wie folgt behandelt. Die Daten können erst dann mit einem Netzmodell in der Netzberechnungssoftware PowerFactory verbunden werden, wenn die Zuordnung der Betriebsmittel eindeutig ist. Um die fehlende Übereinstimmung bei der Benennung der Betriebsmittel im Niederspannungsnetz zu beheben, war eine Überprüfung bzw. ein Vergleich der einzelnen Betriebsmittel notwendig. Im nächsten Schritt wurden alle Kabel, Ortsnetzstationen, Kabelverteiler, Schalter und Knotenpunkte in der Software umbenannt. Erst dann konnten die Daten mit dem Netzmodell verbunden werden.

Bei den Messfehlern handelt es sich um viele Effekte. Zum einen ist die Abtastrate der Messwertgeber so, dass diese eine gewisse kleine Änderung benötigen, bevor ein neuer Wert berechnet bzw. übertragen wird. Daher wurde die Abtastrate erhöht.

Zusätzlich sind Rogowski-Spulen sowie Umbaumesswandler für die Messung der meisten Daten (Strom, Spannung, Leistung, Phasenverschiebungen) verbaut, die eine Toleranz von 0,5% haben. Diese Toleranz bezieht sich auf den im Moment gemessenen Wert und führt ebenfalls zu Ungenauigkeiten.

Außerdem waren die Schwellwerte in den Ortsnetzstationen deutlich höher eingestellt als bei den Kabelverteilern, was zur Erhöhung der Fehlerrate in den Ortsnetzstationen führte. Ein Ansatz hierfür war, den Schwellwert für die Übertragung eines geänderten Wertes zu erniedrigen, um das Messergebnis in Summe zu verbessern. Die Schwellwerte wurden für alle Wago-Anlagen gleich eingestellt, so dass eine Messwerteübermittlung für alle Messstellen gleich sein wird.

Nach mehreren Anpassungen ist die Messqualität für die meisten Zeitpunkte überwiegend ausreichend.

Zwei Kabelverteiler waren von Übertragungsausfällen betroffen. Hier wurden als Lösung für die Ausfälle alle Controller mit zwei GSM-Karten ausgestattet, um die Netzverfügbarkeit und Redundanz zu erhöhen. Allerdings zeigte die Erfahrung, dass mit seltenen Kommunikationsausfälle leider trotzdem gerechnet werden muss, sofern keine kabelgebundene Übertragung stattfindet.

Weitere Unstimmigkeiten im Datensatz beruhen entweder auf unversorgten Klemmleisten oder auf nicht angeschlossenen Elementen (zum Beispiel PV-Anlagen und Hausanschlüsse). Bei einer Vor-Ort-Überprüfung wurde festgestellt, dass die Schaltelemente und Messung nicht fortlaufend mit den Abgangsanschlüssen übereinstimmen. Diese Unstimmigkeiten wurden sorgfältig überprüft, um die restlichen Fehler im Datensatz zu korrigieren.

Zur Vollständigkeit der Messdaten hatten noch die Stufenstellung des regelbaren Ortsnetztransformator (rONT), die Mittelspannungswerte (MS-Werte), die Schalterstellung im Kabelverteiler (KV) sowie die Einspeisung der PV-Anlagen im untersuchtem Netzgebiet gefehlt. Diese Daten werden mittlerweile erfasst und sind nun Teil der übertragenen Daten.

2.3. Simulation

Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene Simulationen in der Software PowerFactory des Konsortialpartner DIgSILENT durchgeführt. Bei diesen Simulationen handelt es sich um:

- Zustandsschätzung: Diese Funktion wird zur Schätzung des Netzzustandes sowie zur Erkennung von ungenauen Messwerten durchgeführt. Hierfür müssen Echtzeitmesswerte an beiden Enden des Betriebsmittels (z. B. Leitungen) vorhanden sein. Da nicht alle Endkunden (Verbraucher) im Netzgebiet über ein Smartmeter verfügen und somit nur einseitig gemessen wird, wird eine Abgangsbasierte Zustandsschätzung durchgeführt.

Im Rahmen der Simulation werden gemessene Daten (reales Netz) mit den kalkulierten Daten verglichen, sodass falsch gemessene Messwerte automatisch gefiltert werden können. Ebenfalls werden p-, Q-, I- und V-Messwertmodelle erstellt.

- Quasi-dynamische Simulation: Hier wird der Netzausbau mit mehreren Varianten und Ausbaustufen modelliert. Die Simulation führt mehrere Lastflussberechnungen mit vordefinierten und beliebigen Zeitschrittweiten aus. Außerdem werden mit Hilfe einer Funktion Mittel- bis Langzeitsimulationen ausgeführt.
- Zeitreihensimulation: Mit Hilfe der Quasi-dynamischen Simulation werden Energieanalysen für Erzeugungsanlagen (installierte PV-Anlagen im Netz) über einen benutzerdefinierten Zeitraum erstellt.

2.4. Betriebsgrenzen: Spannungsbänder und Auslastung

Bei der Lastfluss- und Zeitreihenberechnung werden Verletzungen der Grenzwerte für Spannungen und Auslastungen überprüft. Die Kriterien sind wie folgt:

Spannung: Die Spannungsgrenze am Letztverbraucher beträgt +/- 10%, aber in den Stationen und Kabelverteilern +/- 5%, die obere und untere Grenze liegt bei 245 V bzw. 215V. Für Spannungen außerhalb dieses Bereichs werden keine Schalthandlungen ausgeführt.

Auslastung: Die Auslastung von 100% sollte nicht überschritten werden. Bei Strömen größer als 150 A sollten keine Schaltvorgänge stattfinden.

2.5. Messwert-Topologie und-Charakteristik

Im beforschten Netzgebiet stehen keine redundanten Messpunkte zur Verfügung. Damit kommt der Einsatz eines klassischen Zustandsestimators nicht in Frage. Im Netzberechnungsprogramm PowerFactory existiert ein Verfahren zur Abganglastskalierung. Dieses Verfahren nutzt Messwerte an Abgängen, um die Leistung einzelner Verbraucher innerhalb dieses Abgangs abzuschätzen. Im Rahmen dieser Forschungsarbeit soll ein Verfahren entwickelt werden, das die Abganglastskalierung nutzt, um Leistungen von Lasten abzuschätzen. Die geschätzten Werte können dann bei der Lastfluss-Zeitreihenberechnung und im Schaltalgorithmus eingesetzt werden. Der Einfachheit halber wird das Verfahren als „Abgangsbasierte Estimation“, abgekürzt ABE-Verfahren, bezeichnet.

Die Güte des Verfahrens kann anhand der vorhandenen Messwerte unter der Annahme, dass nur sehr kleine Messfehler vorliegen, quantifiziert werden. Aufgrund der nicht redundanten Messpunkte können echte Messfehler nicht identifiziert werden.

Abbildung 6 stellt im beforschten Netzgebiet die Messorte dar. Folgende Typen von Messwerten liegen vor:

- Schalterstellungen,
- Wirkleistungs-Zweigflüsse,
- Blindleistungs-Zweigflüsse,
- Zweigströme und
- Sammelschienenspannung (Betrag).

Für das ABE-Verfahren spielen die Zweigleistungsflüsse (Wirkleistungs- und Blindleistungs-Zweigflüsse) und Schalterstellungen eine große Rolle. Die anderen Messwerte werden im Rahmen dieser Arbeit zur Plausibilitätsprüfung herangezogen.

Die Messwerte liegen im Verbraucherzählpeilsystem vor. Das ABE-Estimationsverfahren besteht im Wesentlichen aus den folgenden Schritten:

- Analyse der Messwert-Topologie
- Automatische Definition und Konfiguration der Abgänge
- Abganglastskalierung.

Diese werden in den folgenden Abschnitten ausführlich betrachtet.

2.6. Analyse der Messwert-Topologie

Die Analyse der Messwert-Topologie des Netzes dient zur Identifizierung von topologischen „Messbereichen“, die topologisch von einer Reihe von Zweigmesswerten eindeutig definiert werden. Als einfaches Beispiel: Gibt es am Anfang und am Ende eines Kabels fernübertragene Messwerte, dann bildet das Kabel einen topologischen Messbereich. Diese Analyse der Messwert-Topologie wird einmal durchgeführt und sollte nur bei Änderung der Messwert-Topologie (neue Messorte) wiederholt werden.

Die Analyse der Messtopologie erfolgt mit einem topologischen Verfahren, das sowohl die Tiefen- als auch die Breitensuche einsetzt [1]. Durch die Analyse der Messwert-Topologie werden die in Abbildung 7 dargestellten Messbereiche ermittelt.

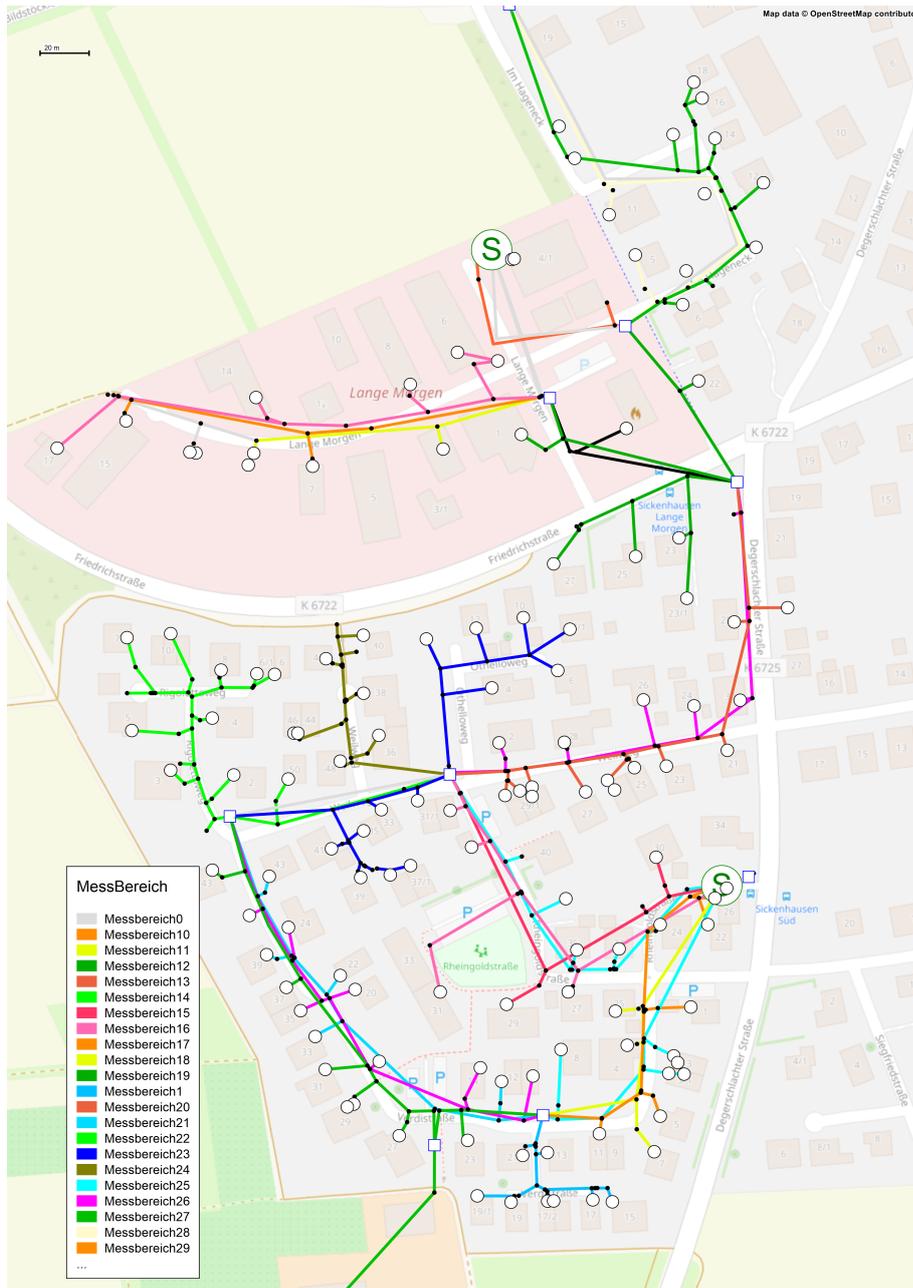


Abbildung 7: Messwertbereiche - Analyse der Messwert-Topologie

2.7. Automatische Definition und Konfiguration der Abgänge

Es wurde ein Verfahren zur automatisierten Definition und Konfigurierung der Abgänge entwickelt. Ein Messbereich kann einen oder mehrere Abgänge aufweisen.

Anhand der für jeden Messbereich identifizierten Zweigmesswerte werden automatisch Abgänge für die Abgangslastskalierung erstellt und konfiguriert. Die dadurch erstellten

Abgänge definieren genau, welche Leistungsflüsse in die entsprechenden Messbereiche hinein- und hinausfließen.

Das Niederspannungsnetz wird radial betrieben. Allerdings sind parallele Teilstücke zwischen den Kabelverteilern vorhanden. Somit überlagern sich zum Teil die automatisch definierten Abgänge.

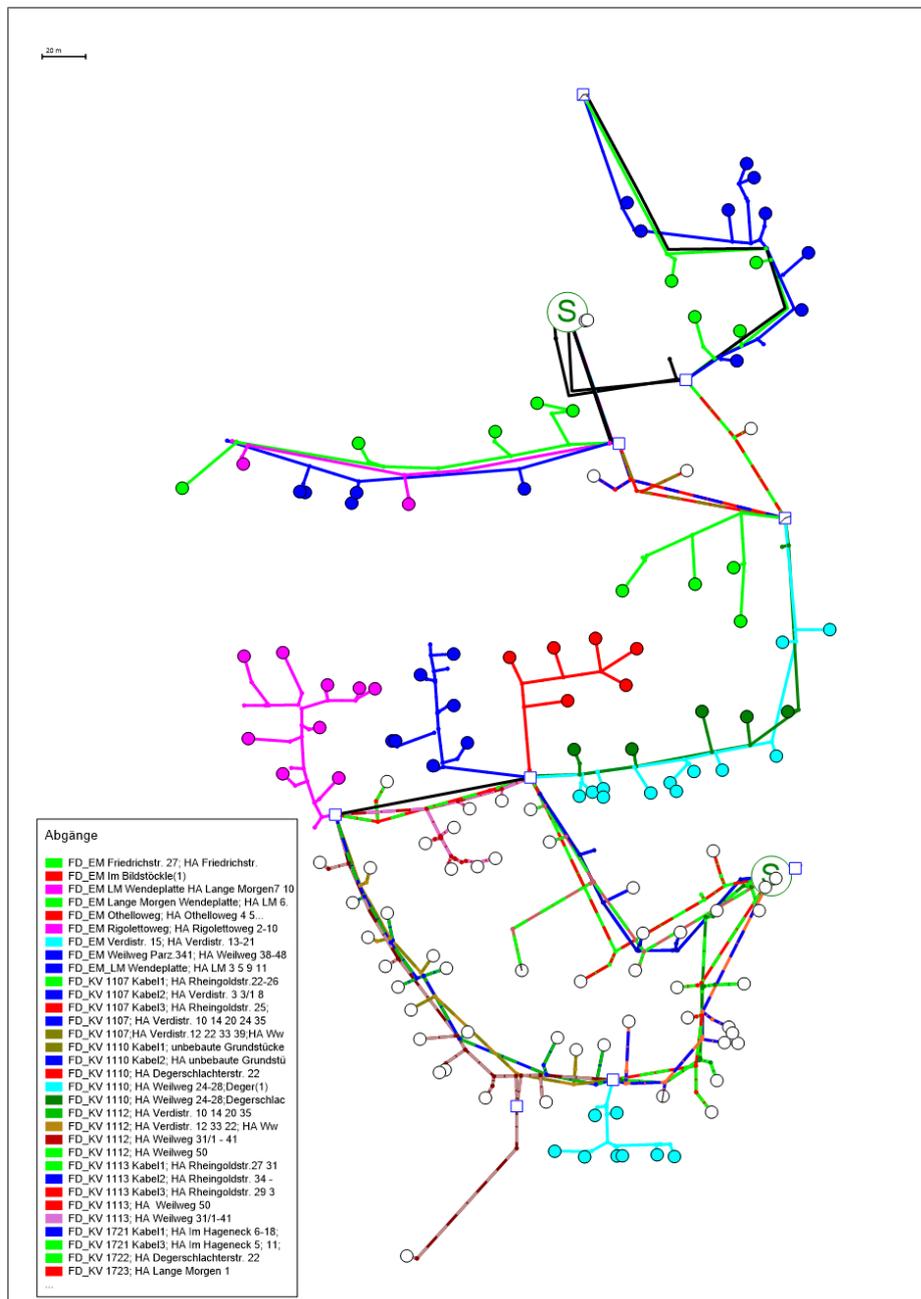


Abbildung 8: Automatisch definierte Abgänge

Die Konfiguration der Abgänge erfolgt in zwei Schritten:

- Zuordnung der Wirk- und Blindleistungsmesswerte. Messwerte liegen als minütliche Werte für einen Zeitraum von 24 Stunden vor. Diese werden in PowerFactory mittels Charakteristiken abgebildet.
- Erstellung von Charakteristiken für Abgänge und Schalter, damit Simulationen im Netznormalzustand und potentiellen Netzzuständen nach der Trennstellen-Verschiebung durchgeführt werden können.

2.8. Das Prinzip der Abganglastskalierung

Das Abschätzen der Lasten auf Basis der Zweigmesswerte basiert auf die bereits in PowerFactory existierende Funktion „Lastskalierung an definierten Abgängen“. Aus diesem Grund soll hier nur eine kurze Beschreibung des Verfahrens angegeben werden. Das Verfahren ermöglicht die Abschätzung der Lasten und Verluste auf Basis der für Abgänge definierten Messwerte. Die Abganglastskalierung unterstützt u.a. Messwerte für die Wirkleistung (P) und die Blindleistung (Q). Sie bietet Möglichkeiten, direkt gemessene Verbraucher innerhalb des Abganges korrekt zu berücksichtigen. Die Abganglastskalierung berücksichtigt das Verhalten der Last, z.B. die Spannungsabhängigkeit der Lasten.

Abbildung 9 stellt einen einfachen Abgang mit drei Lasten dar. Am Anfang des Abganges gibt es einen P- und Q-Messwert und zusätzlich wird die Last „Last-2“ gemessen. Für die Lastskalierung werden die Lasten „Last-1“ und „Last-3“ als skalierbaren Lasten gekennzeichnet. Die Last „Last-2“ wird nicht skaliert, da sie gemessen wird und damit ihr genauer Wert bekannt ist.

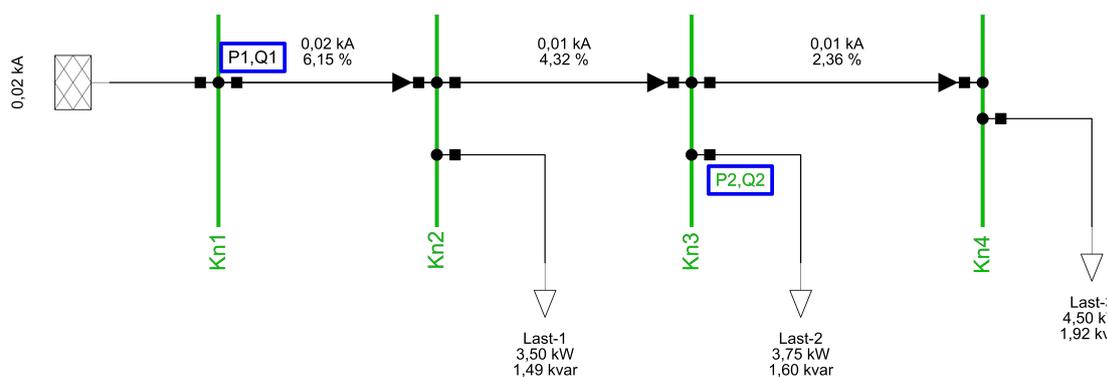


Abbildung 9: Das Prinzip der Abgangslastskalierung

Bei der Lastskalierung wird prinzipiell die Differenz zwischen den Messwerten (P1, Q1) und (P2, Q2) unter Berücksichtigung der Netzverluste so auf die restlichen Lasten verteilt, dass Lastflussgleichungen erfüllt werden. Es handelt sich bei der Abgangslastskalierung um ein iteratives Verfahren.

Die Abgangslastskalierung ist nicht auf radiale Netze begrenzt. Auch die Anzahl der Abgänge ist unbegrenzt. Das bedeutet, dass vermaschte oder überlagerte Abgänge definiert werden können.

Als Basis der Lastskalierung werden Standardlastprofile verwendet. Standardlastprofile bilden das Verhalten einer Gruppe von Verbrauchern ab und führen zu genauen Ergebnissen, wenn über 100 Verbraucher derselben Gruppe betrachtet werden. Im rONT-Gebiet gibt es insgesamt nur 214 Lasten und damit ist diese Anzahl zu klein, vor allem pro Abgang. Daher sind Fehler aufgrund der Anwendung von Standardlastprofilen nicht vermeidbar.

Um genauere Ergebnisse zu bekommen, müssten alle Verbraucher mit Smartmetern ausgestattet werden. Das war jedoch in diesem Forschungsprojekt nicht vorgesehen.

3. Zustandsschätzung und Schaltalgorithmus

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt die Abschätzung der PV-Erzeugung auf Basis einer Referenzanlage. Die Abschätzung der PV-Erzeugung der übrigen Anlagen berücksichtigt die jeweils hinterlegten Charakteristiken und die eingespeiste Energie des vorangegangenen Jahres.

Die Estimation der Lasten erfolgt nur auf der Basis der Wirk- und Blindleistungen. Andere vorliegende Messwerte werden verwendet, um die Genauigkeit der Estimation zu bewerten.

Die Spannungsmesswerte auf der NS-Seite in den beiden Stationen N4347 und N4416 werden als Stellgröße für die Spannungsregelung der Lastflussberechnung verwendet. Diese Regelung wird nur verwendet, wenn keine Regelung durch den rONT durchgeführt wird.

3.1. Estimation der Leistung von PV-Anlagen

Im beforschten Netzgebiet gibt es keine fernübertragenen Messwerte für die meisten PV-Anlagen. Aus diesem Grund werden die PV-Leistungen mittels historischer und Anlagendaten der Erzeugungsanlagen geschätzt, darunter:

P_i^{Peak} : Peak-Leistung der PV-Anlage i ,

$P_{\text{ref}}^{\text{Peak}}$: Peak-Leistung der Referenzanlage,

$P_i(t)$: Geschätzte Leistung einer Erzeugungsanlage i zu einem Zeitpunkt t in (kW),

$P_{\text{ref}}(t)$: Zum Zeitpunkt t gemessene Leistung der Referenzanlage in (kW),

E_{ref} : Gesamte Energieleistung der Referenzanlage im vorherigen Jahr,

E_i : Gesamte jährliche Energieleistung der PV-Anlage i im vorherigen Jahr.

$$C_i = \frac{E_i}{P_i^{peak}} \left[\frac{kWh}{kWp} \right] \quad (3.1-1)$$

$$P_i(t) = P_{ref}(t) \frac{C_i}{C_{ref}} = P_{ref}(t) \left[\frac{E_i / P_i^{Peak}}{E_{ref} / P_{ref}^{Peak}} \right] \quad (3.1-2)$$

Die folgenden Annahmen werden bei dieser Abschätzung gemacht:

- Die unterschiedlichen Dachneigungen sind durch die Einbeziehung der jährlichen Einspeisemenge und der jeweiligen Größe der Anlage (Peak-Leistung) implizit berücksichtigt.
- Die Referenzanlage weist keine Verschattung im Tagesverlauf auf. Eventuelle Verschattungen der anderen Anlagen werden nicht berücksichtigt.
- Es wird weiterhin angenommen, dass die Sonneneinstrahlung am Ort der Referenz-Anlage für das gesamte untersuchte Teilnetz gültig ist. Das beforschte Netzgebiet hat nur eine kleine geografische Ausdehnung, so dass diese Näherung verwendet werden kann. Schneller Wolkenzug kann unter Umständen zu stark unterschiedlichen Einspeisewerten führen. In der vorliegenden Arbeit wurde dies nicht berücksichtigt.

3.2. Der Schaltalgorithmus (Regelalgorithmus)

Der Schaltalgorithmus wurde mithilfe der PowerFactory-Skriptsprache DPL (DIGSILENT Programming Language) entwickelt.

Insgesamt gibt es 8 Möglichkeiten das Netz mit einer Trennstelle zu betreiben. Ausgehend von der Trennstelle i können die Trennstellen $i-1$ oder $i+1$ geschaltet werden.

Beispiel:

Wenn die Trennstelle im Kabelverteiler „KV1110“ ist, dann können Trennstellen-Verschiebungen nur auf die von diesem Kabelverteiler erreichbaren KVs verschoben werden.

Das wären in diesem Beispiel die Anlagen KV1723, KV1722 und KV1113 (siehe Abbildung 3). Sollte eine Trennstellen-Verschiebung über mehrere KV's erfolgen, dann wird diese schrittweise durchgeführt. Daher wird der Algorithmus nur für die Möglichkeit, die Trennstellen „Downstream“ ($i+1$) und „Upstream“ ($i-1$) zu verschieben, betrachtet.

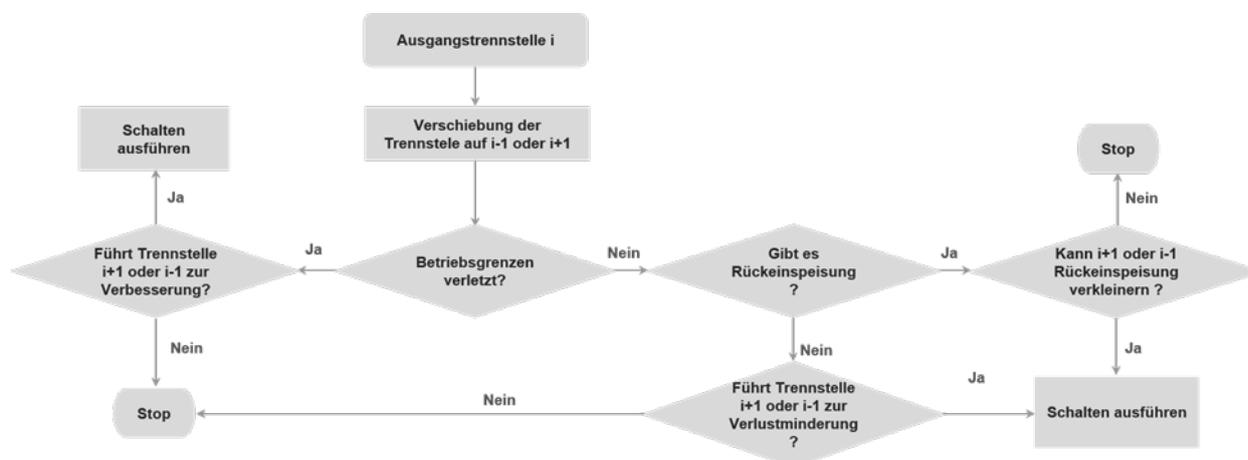


Abbildung 10: Schaltalgorithmus

Schalthandlungen werden unter verschiedenen Bedingungen durchgeführt:

- Betriebsgrenzen:
Schalten bei Verminderung der Auslastung oder der Spannung um einen definierten Schwellwert.
- Rückspeisung:
Schalten bei Verminderung der Rückeinspeisung um einen vorgegebenen Mindestwert (in kW).
- Verluste im Niederspannungsnetz:
Schalten bei Verlustverminderung um einen vorgegebenen Wert (in kW).

Mit dem Netzbetreiber wurde vereinbart, dass die Schalthandlungen zeitlich begrenzt werden. Es wird höchstens einmal innerhalb einer vorgegebenen Zeit, z.B. 5 Minuten, geschaltet.

3.3. Prüfen der Messtopologie

Während der Zeitreihenberechnung wird die Konsistenz zwischen der Topologie (Schalterstellung) und der entsprechenden Messwerte (P) überprüft, d.h. ist ein entsprechender Schalter offen, dann sollte der P-Messwert prinzipiell 0 sein, oder einen gegebenen Schwellwert nicht überschreiten. Ist dies der Fall, dann gibt es entweder topologische Fehler oder Datenübertragungsprobleme. Solche Fälle werden für das Estimationsverfahren nicht verwendet.

4. Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung unter Berücksichtigung der Abganglastskalierung wird hier zunächst für einen Messwertsatz durchgeführt. Dies dient dazu, die verschiedenen Parameter des Algorithmus zu untersuchen. Die Lastskalierung wird nur unter Berücksichtigung der Wirkleistungsmesswerte und der Annahme eines gegebenen Leistungsfaktors für die Lasten durchgeführt. In späteren Untersuchungen werden die Blindleistungsmesswerte herangezogen.

Um die Qualität der Berechnung zu beurteilen, werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit den gemessenen Werten verglichen.

4.1. Berücksichtigung der Wirkleistungsflussmesswerte

Zunächst wurde die Lastflussberechnung nur unter Berücksichtigung der Wirkleistungsmesswerte und einem Leistungsfaktor 0,95 bei allen Lasten durchgeführt.

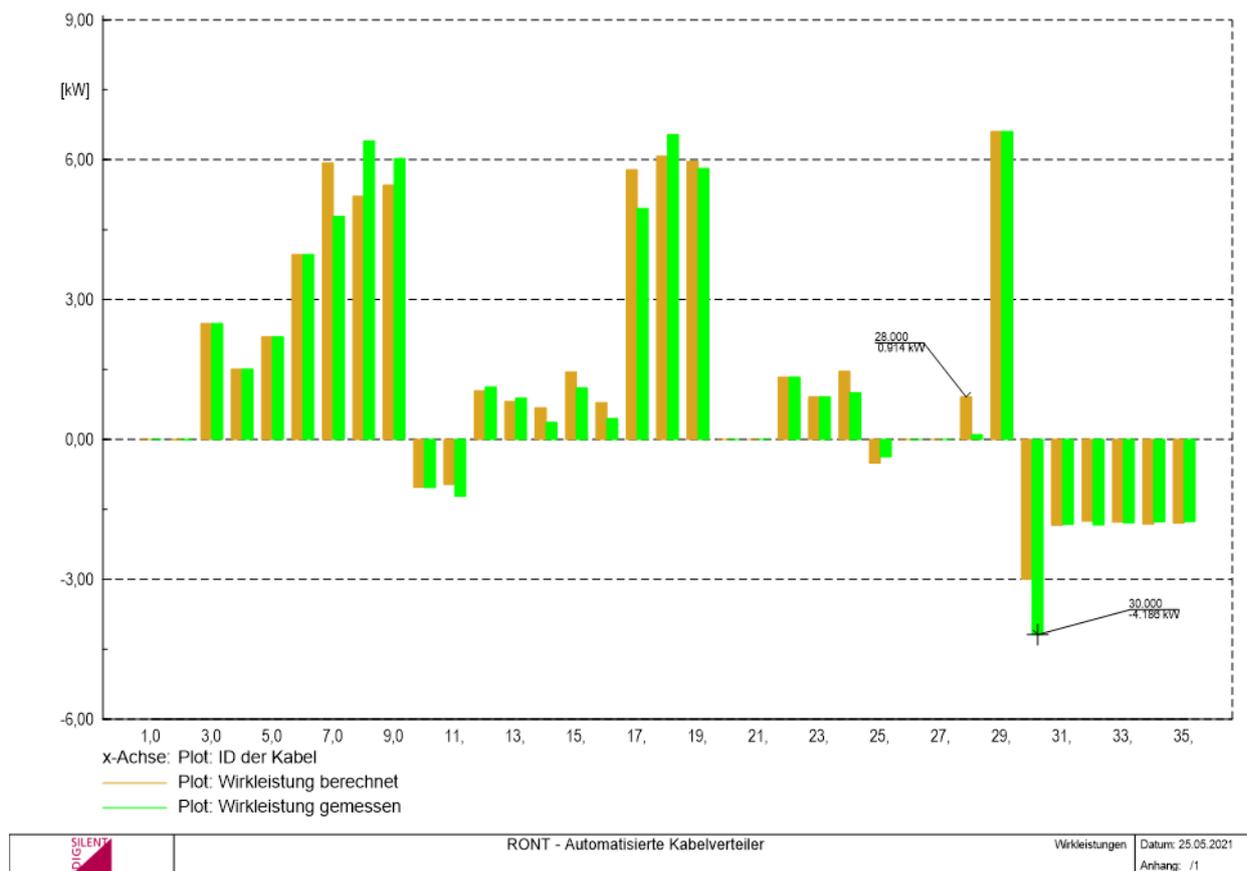


Abbildung 11: Ergebnisvergleich

Die Ergebnisse nach Abbildung 11 zeigen eine sehr gute Übereinstimmung in den meisten Knoten im Netz von den Ergebnissen der berechneten und gemessenen Blindleistungswerte im beforschten Netzgebiet. In ein paar Netzknoten gibt es einen geringen Unterschied. Dies liegt daran, dass die Straßenbeleuchtung im Gebiet in den Knoten gemessen und nicht berechnet wird.

4.2. Berücksichtigung der Blindleistungsflussmesswerte

Bei der Berechnung in den vorherigen Abschnitten wurde für alle Lasten ein Leistungsfaktor von 0,95 verwendet.

Die Berücksichtigung der vorhandeneren Blindleistungsmesswerte kann alternativ für die Abganglastskalierung verwendet werden. Abbildung 12 stellt die prozentualen Unterschiede

bei der Estimation der Last unter Berücksichtigung der Blindleistungsmesswerte während der Abganglastskalierung dar.

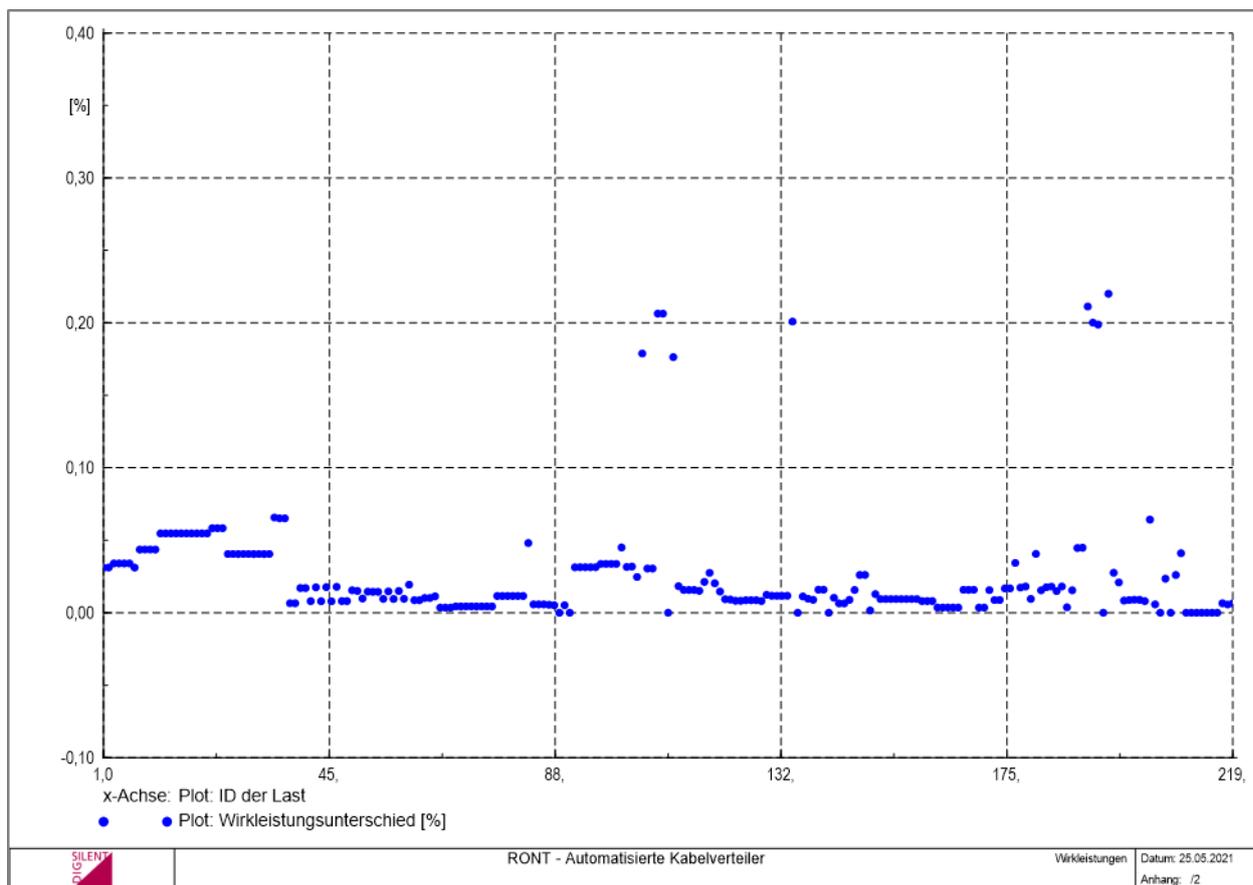


Abbildung 12: Ergebnisvergleich (mit und ohne Berücksichtigung der Blindleistungsmesswerte)

Die Ergebnisse nach Abbildung 12 zeigen, dass der angenommene Leistungsfaktor von 0,95 das Verhältnis der Wirk- und Blindleistung sehr gut modelliert.

4.3. Überprüfung und Bewertung der Messwerte

Um die Qualität der Messwerte zu bewerten, wird mit Hilfe des Kirchhoffschen Gesetzes überprüft, ob die Messwerte einzelner Stationen dieses Gesetz erfüllen. Bei korrekten und

genauen Messwerten sollte nach dem Kirchhoffschen Gesetz die Summe der Leistungen aller Kabelabgänge eines Knotens Null sein.

Station	Leistung zum Knoten [kW]	Summe der Wirkleistung [kW]	Prozent, bezogen auf zur Station fließende Leistung [%]
KV1107	11,572	0,46	3,975
KV1110	1,702	-0,016	0,94
KV1112	2,58	-0,074	2,868
KV1113	12,138	-0,484	3,987
KV1721	6,604	-0,046	0,697
KV1722	2,79	-0,162	5,806
KV1723	9,124	0,164	1,797
N4347	34,518	-19,592	56,758
N4416	9,574	-4,662	48,697

Tabelle 6: Summe der Messwerte in den Stationen und Kabelverteilern

Tabelle 6 zeigt, dass bei manchen Kabelverteilern die Genauigkeit akzeptabel ist, aber dass an den Kabelverteilern „KV1107“ und „KV1113“ Fehler von bis zu 500 W auftreten.

Für die beiden MS/NS-Stationen N4347 und N4416 stellen diese Summen kein Maß für die Genauigkeit dar, da einige Kabelabgänge nicht gemessen werden. Daher werden bei der weiteren Überprüfung im Rahmen dieser Arbeit nur die vollständig gemessenen Kabelverteiler berücksichtigt.

5. Überprüfung des Estimationsverfahrens und des Schaltalgorithmus anhand ausgewählter Tage

Zur Überprüfung der Genauigkeit des ABE-Estimationsverfahrens hat die FairNetz GmbH im Rahmen dieses Forschungsprojektes an bestimmten Tagen experimentelle Schalthandlungen durchgeführt. Es wurde die Normaltrennstelle innerhalb der Grenzen des Forschungsgebietes schrittweise auf alle möglichen Stellungen temporär verschoben.

Die Messergebnisse dieser Schaltaktionen zusammen mit Tagen ohne Schalthandlungen wurden verwendet, um die Genauigkeit des ABE-Estimationsverfahrens und den Schaltalgorithmus zu überprüfen. Folgende Tage wurden für die Auswertung ausgewählt:

Tag	Kommentar
24.09.2021	Keine Schalthandlungen von FairNetz
25.09.2021	Schalthandlungen von FairNetz
12.08.2021	Keine Schalthandlungen von FairNetz

Tabelle 7: Ausgewählte Tage

5.1. Verfahren zur Überprüfung des Schaltalgorithmus

Die Überprüfung des Schaltalgorithmus wurde nach dem im folgenden beschriebenen Verfahren durchgeführt:

Der implementierte Algorithmus bietet zahlreiche Optionen, z.B. Zeitintervall, Nachsimulation durchgeführter Schalthandlung, Trennstellen-Verlegungen auf benachbarten KV der aktuellen Trennstelle oder auf ausgewählten KV.

Die folgenden Auswerteschritte werden durch die Zeitreihenberechnung durchgeführt:

- Wenn der rONT keine Regelung durchführt, werden die an den Stationen N4416 und N4347 gemessenen Spannungen als Regelgröße für die Lastflussberechnung verwendet.
- Stellt das entwickelte ABE-Estimationsverfahren zu einem beliebigen Zeitpunkt t fest, dass zum Zeitpunkt $t+\Delta T$ (Dabei ist ΔT der Berechnungszeitschritt der Zeitreihenberechnung) Schalthandlungen von FairNetz durchgeführt wurden, dann werden anhand der geschätzten Lasten und Erzeugung zum Zeitpunkt t die Schalthandlungen zum Zeitpunkt $t+\Delta T$ simuliert. Das Ziel besteht darin, die Genauigkeit des ABE-Estimationsverfahrens beim Vorschlagen von Schaltmaßnahmen für zukünftige Zeitpunkte, zu denen Messwerte noch nicht vorliegen, zu bewerten. Zum Zeitpunkt t liegen also die Messwerte und die geschätzten Werte vor; für den Zeitpunkt $t+\Delta T$ die zum Zeitpunkt t ermittelten Schalthandlungen.
- Wurden von FairNetz Schalthandlungen zum Zeitpunkt t durchgeführt, dann werden diese Schalthandlungen mit den zu diesem Zeitpunkt geschätzten Werten der Lasten und Erzeugung simuliert. Das Ziel besteht darin, die Genauigkeit des Estimationsverfahrens bei Schalthandlungen zu bewerten.
- Zur Bewertung des Schaltalgorithmus (mittels des Kirchhoffschen Gesetzes) werden für alle Kabelverteiler die Summen der gemessenen Leistungen der Kabelabgänge berechnet.
- Für die Stationen N4347 und N4416 werden die Summen der Leistungen der gemessenen Kabelabgänge und die entsprechenden abgeschätzten Werte gebildet. Die so ermittelten gemessenen und berechneten Austauschleistungen sollten identisch sein bei fehlerfreien Messwerten und hoher Güte des ABE-Estimationsverfahrens.

Der Schaltalgorithmus nach Abschnitt 3.2 wird ausgeführt, um zu bestimmen, ob im nächsten Zeitabschnitt Schalthandlung durchgeführt werden können. Diese Schalthandlungen können optional simuliert werden, sodass Ergebnisse für die Verlegung der Trennstelle auf einen benachbarten KV auch vorliegen.

Bewertung der Ergebnisse

Die Bewertung des Verfahrens erfolgt wie bereits erwähnt mittels des Kirchhoffschen Gesetzes für alle Kabelverteiler. Die Summe der gemessenen Werte müsste nach diesem Gesetz Null sein. Dies ist immer erfüllt für die berechneten Werte.

Auch die gemessenen und abgeschätzten Werte der beiden Stationen N4347 und N4216 werden miteinander verglichen. Die Summe der Messwerte und der geschätzten Werten sollten sich bei genauen Abschätzungen nicht voneinander unterscheiden.

5.2. Betrachtung eines Tages mit fehlerhaften Messwerten in KV1107

Aufgrund eines Fehlers bei Messwerten des Kabelverteilers KV1107 können Messwerte bis zum Zeitpunkt 21.09.2021 nur bedingt verwendet werden. Um jedoch das Problem mit diesen Messwerten zu verdeutlichen werden, exemplarisch Berechnungen für den Tag 12.08.2021 durchgeführt. An diesem Tag wurden auch verschiedene Schalthandlungen von FairNetz durchgeführt.

Abbildung 13 stellt die Summe der gemessenen vorzeichenbehafteten Wirkleistungen für alle Kabelverteiler im RONT-Gebiet dar.

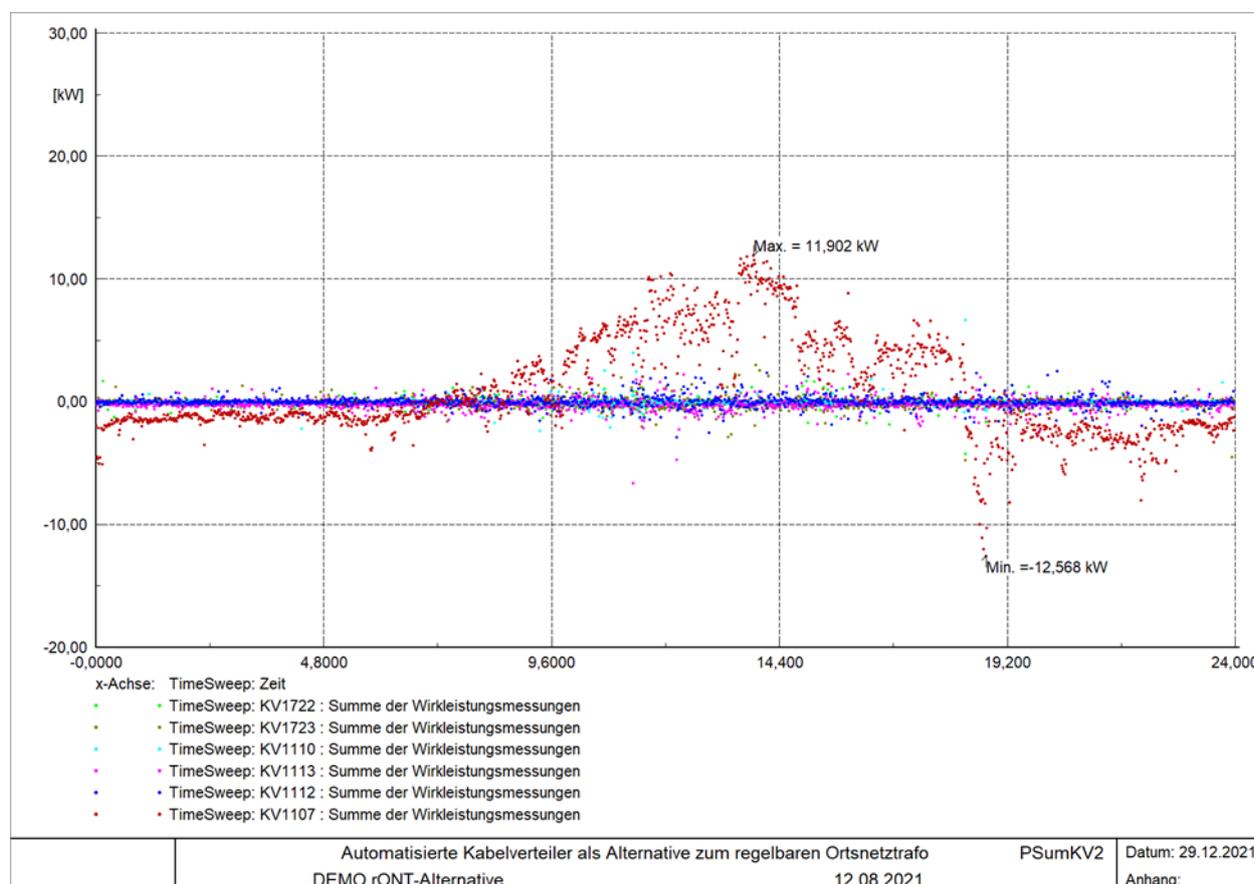


Abbildung 13: Überprüfung der Einhaltung des Kirchhoffschen Gesetzes

Aus Abbildung 13 ist deutlich zu erkennen, dass ein erheblicher Messfehler im KV1107 vorliegt. Die Summe der Messwerte zu einem beliebigen Zeitpunkt kann bei diesem Kabelverteiler bis zu 12,6 kW betragen und stellt damit eine deutliche Verletzung des Kirchhoffschen Gesetzes dar.

Abbildung 13 verdeutlicht weiter, dass auch bei anderen KVs Messfehler vorliegen. Die Summe der gemessenen vorzeichenbehafteten Wirkleistungen kann Werte von bis zu 3 kW annehmen. Vor allem ist hier der KV1113 zu erwähnen. Diese Abweichungen treten vorwiegend zwischen 9 Uhr und 16 Uhr auf.

Wegen diesen Abweichungen im KV1107 und weiteren Kabelverteilern wurde auf weitere Untersuchungen an den betroffenen Tagen verzichtet.

5.3. Sonnenreicher Tag, kein Schalten

Die Peakleistung der Referenzanlage liegt bei 28,6kW. Am 24.09.2021 lag die höchste Einspeiseleistung dieser Anlage bei 21,6kW (siehe Abbildung 14) und dies entspricht 76% der Peakleistung. Während des ganzen Tages erfolgte keine Spannungsregelung durch den rONT. Die Berechnung wurde einmal pro Minute ausgeführt.

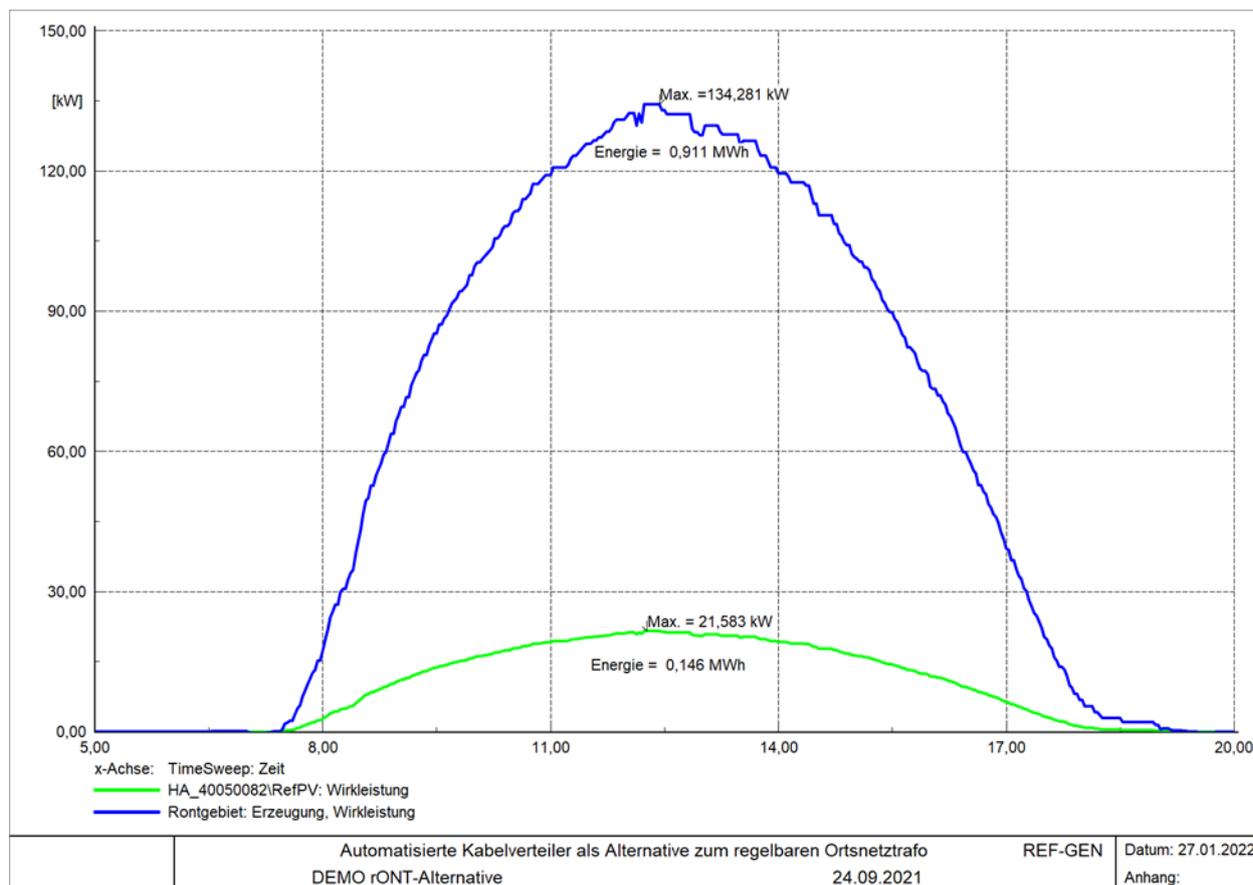


Abbildung 14: Leistung der Referenzanlage

5.3.1. Genauigkeit der Wirkleistungsmesswerte (bei Kabelverteilern)

Um die Genauigkeit des ABE-Estimationsverfahrens zu bewerten, müssen unterschiedliche Kriterien, die eine Auswirkung auf die Genauigkeiten haben können, betrachtet werden.

Folgende Faktoren haben Auswirkungen auf die Genauigkeit der Ergebnisse:

- die Genauigkeit der Messeinrichtungen,
- Übertragungsfehler,
- nicht exakt identische Messzeitpunkte,
- fehlende Messungen für Straßenbeleuchtung,
- unzureichende Anzahl von Messwerten,
- es werden keine Smartmeter berücksichtigt,
- Asymmetrien im 3-Phasennetz (das Schätzverfahren setzt voraus, dass das Netz symmetrisch ist).

Wie im vorherigen Abschnitt soll durch die Überprüfung der Einhaltung des Kirchhoffschen Gesetzes für alle Kabelverteiler die Güte des ABE-Estimationsverfahrens bewertet werden.

Abbildung 15 stellt das Ergebnis der Summe der vorzeichenbehafteten gemessenen Wirkleistungen der Kabelabgänge für den 24.09.2021 dar. Bei keinem Verteiler wird das Kirchhoffsche Gesetz vollständig erfüllt. Es tritt bei jedem Kabelverteiler mindestens einmal ein Wert auf, der 2kW übersteigt. Bei den Kabelverteilern KV1722 und KV1107 treten noch deutlich höhere Werte auf.

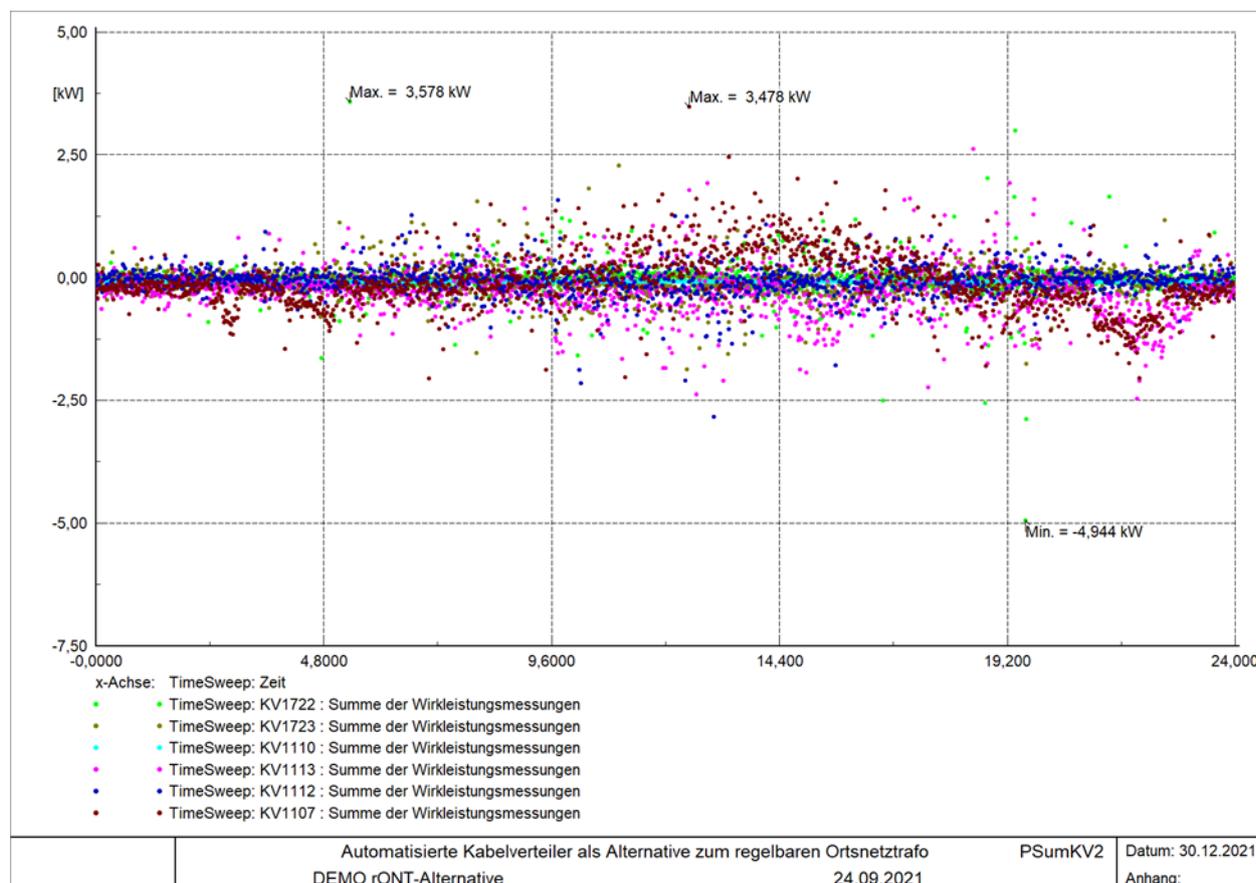


Abbildung 15: Kabelverteiler - Summe der gemessenen Wirkleistungen

Im Rahmen der Forschungsarbeit konnten die Gründe für diese Messfehler nicht weiter untersucht werden.

Im Schätzverfahren wird davon ausgegangen, dass die Messwerte korrekt sind, da nicht genügend redundante Messungen zur Korrektur vorhanden sind. Die in den Messwerten enthaltenen Fehler sind somit beim Vergleich der Messwerte mit den simulierten Werten enthalten.

5.3.2. Überprüfen des Kirchhoffschen Gesetzes für die Station „N4416“ und „N4337“

Da an den Stationen N4416 und N4347 nicht alle Kabelabgänge gemessen werden oder Messwerte für Straßenbeleuchtung fehlen, werden die Summen der Austauschleistungen des rONT-Gebiets mit dem übergeordneten Netz in den Stationen N4416 und N4347 ermittelt. Wird das Kirchhoffschen Gesetz eingehalten, dann sind die gemessenen und berechneten Austauschleistungen identisch.

Abbildung 16 und Abbildung 17 stellen die Ergebnisse der Summen der Austauschleistung mit dem rONT-Bereich jeweils an den Stationen N4416 und N4337 dar. Daraus geht es hervor, dass an beiden Stationen etwa zwischen 9 Uhr und 16 Uhr ins übergeordnete Netz rückgespeist wird. Damit kann durch die Verschiebung der Trennstelle innerhalb des betrachteten Netzgebietes die rückgespeiste Leistung insgesamt nicht reduziert werden.

An der Station N4347 sind die Ergebnisse ähnlich wie bei N4416, jedoch gibt es hier größere Abweichungen. An der Station N4347 sind einige Kabelabgänge nicht gemessen und der Einfluss dieser Abgänge lässt sich nicht quantifizieren.

Als Fazit kann folgendes gelten: Unter Berücksichtigung der auftretenden Fehler (Abschnitt 0) liefert das Estimationsverfahren gute Ergebnisse.

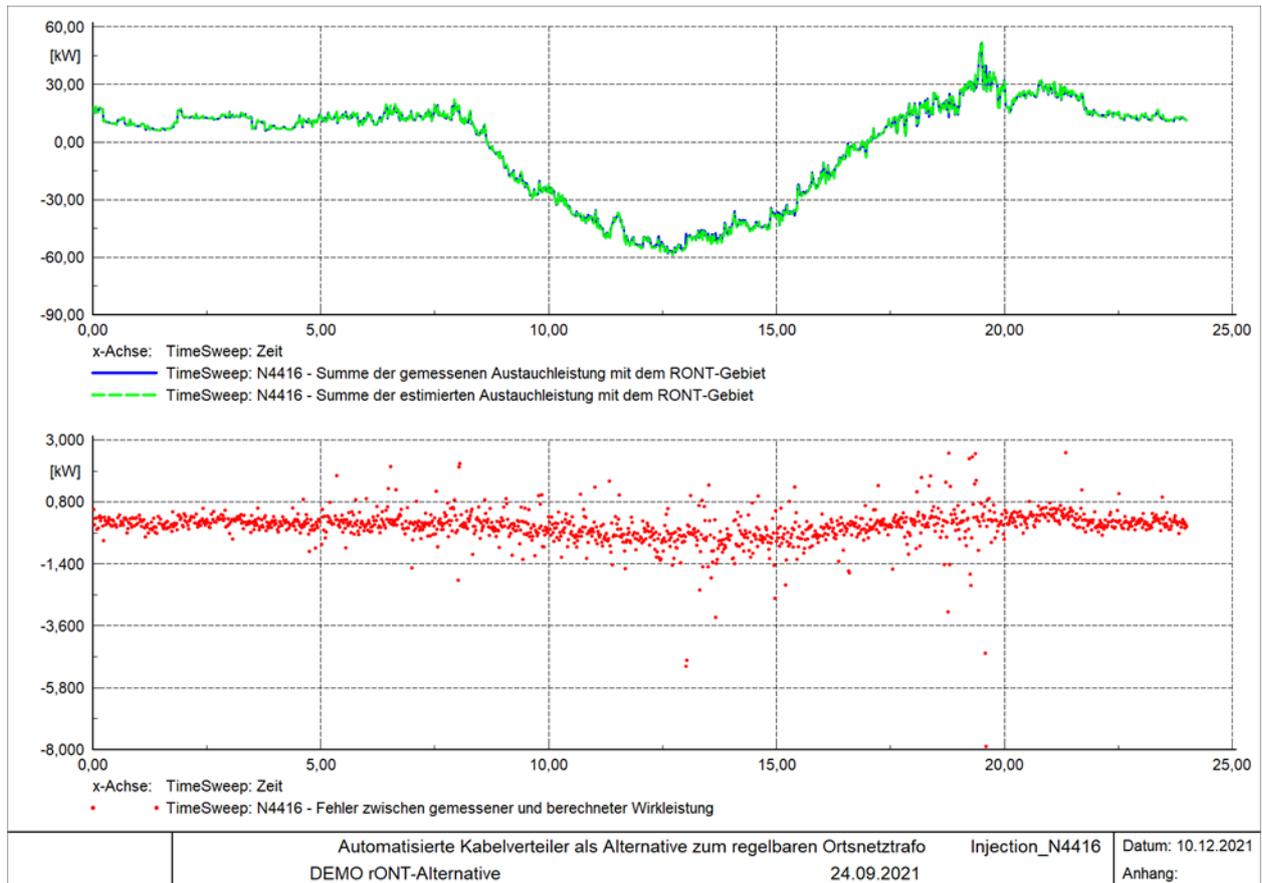


Abbildung 16: Station N4416 Vergleich Summe der gemessenen und berechneten Werte

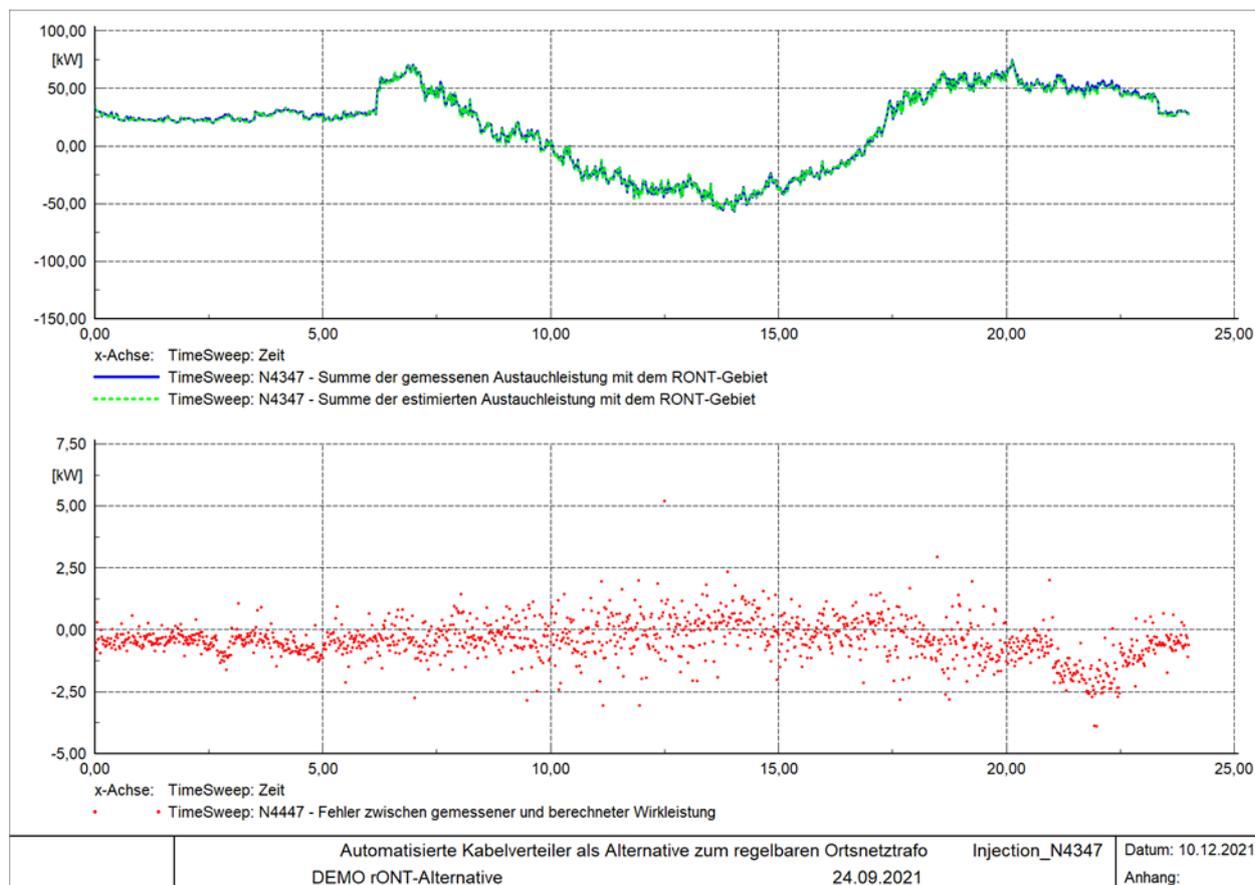


Abbildung 17: Station N4347 Vergleich Summe der gemessenen und berechneten Werte

5.3.3. Genauigkeit der Spannungen

Abbildung 18 verdeutlicht den Verlauf der berechneten und gemessenen Spannungen an den beiden Stationen. Daraus geht es hervor, dass die maximale Differenz der berechneten und gemessenen Spannungswerte unter 0,003 kV (3 Volt) liegt. Daher gibt es hier eine große Übereinstimmung zwischen beiden Werten. Das liegt daran, dass bei der Berechnung die gemessenen Spannungen (vorausgesetzt, dass keine Regelung durch den rONT erfolgt) als Stellgröße verwendet werden.

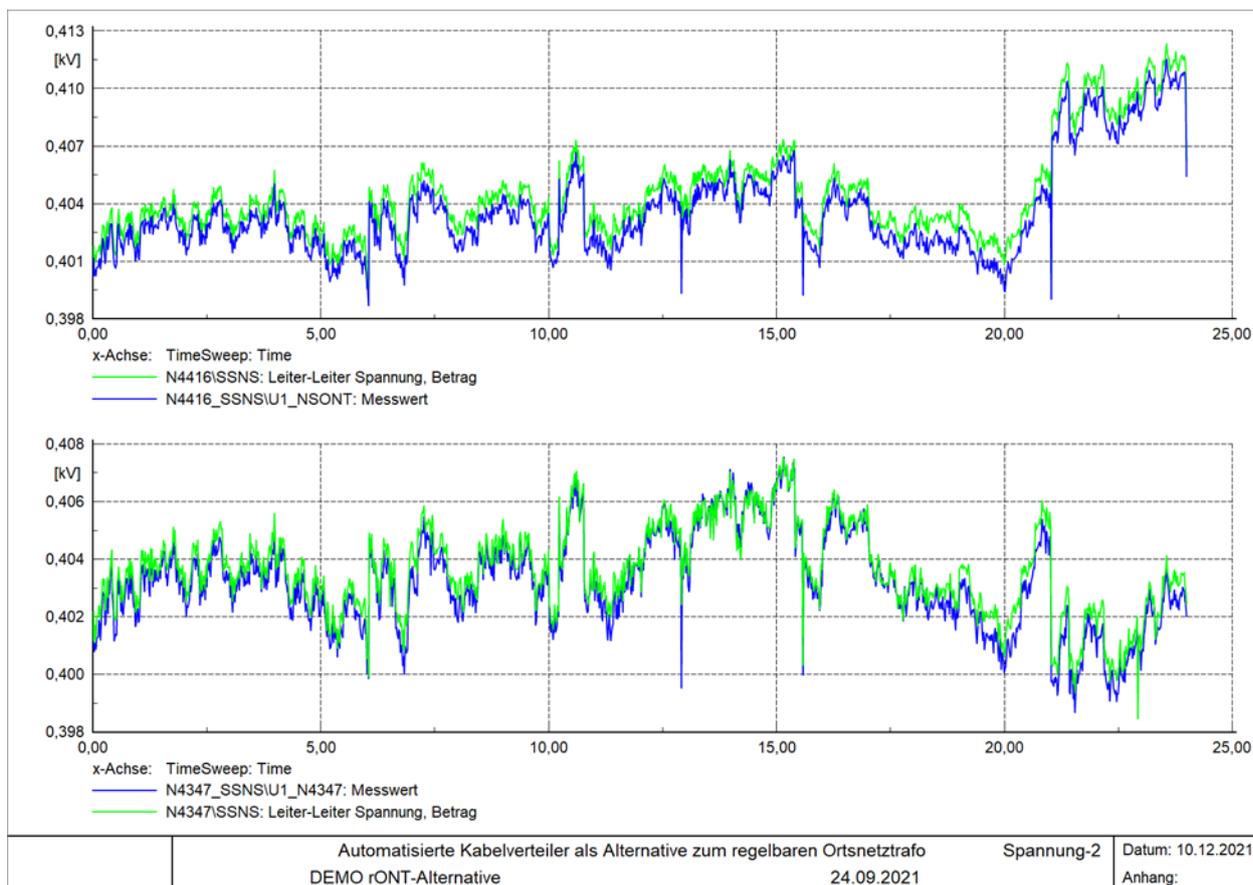


Abbildung 18: Vergleich der gemessenen und berechneten Spannungen

Abbildung 19 zeigt den Verlauf der maximalen und minimalen Spannungen im rONT-Gebiet über den betrachteten Zeitraum. Daraus geht hervor, dass kein Spannungsproblem vorliegt. Dies ist auch ein Grund dafür, dass an diesem Tag keine Spannungsregelung vom rONT durchgeführt wurde. Daraus ergibt sich für diesen Tag eine maximale Spannungsschwankung von 0,05 p.u. (Bei 0,4 kV entspricht dies 20 Volt).

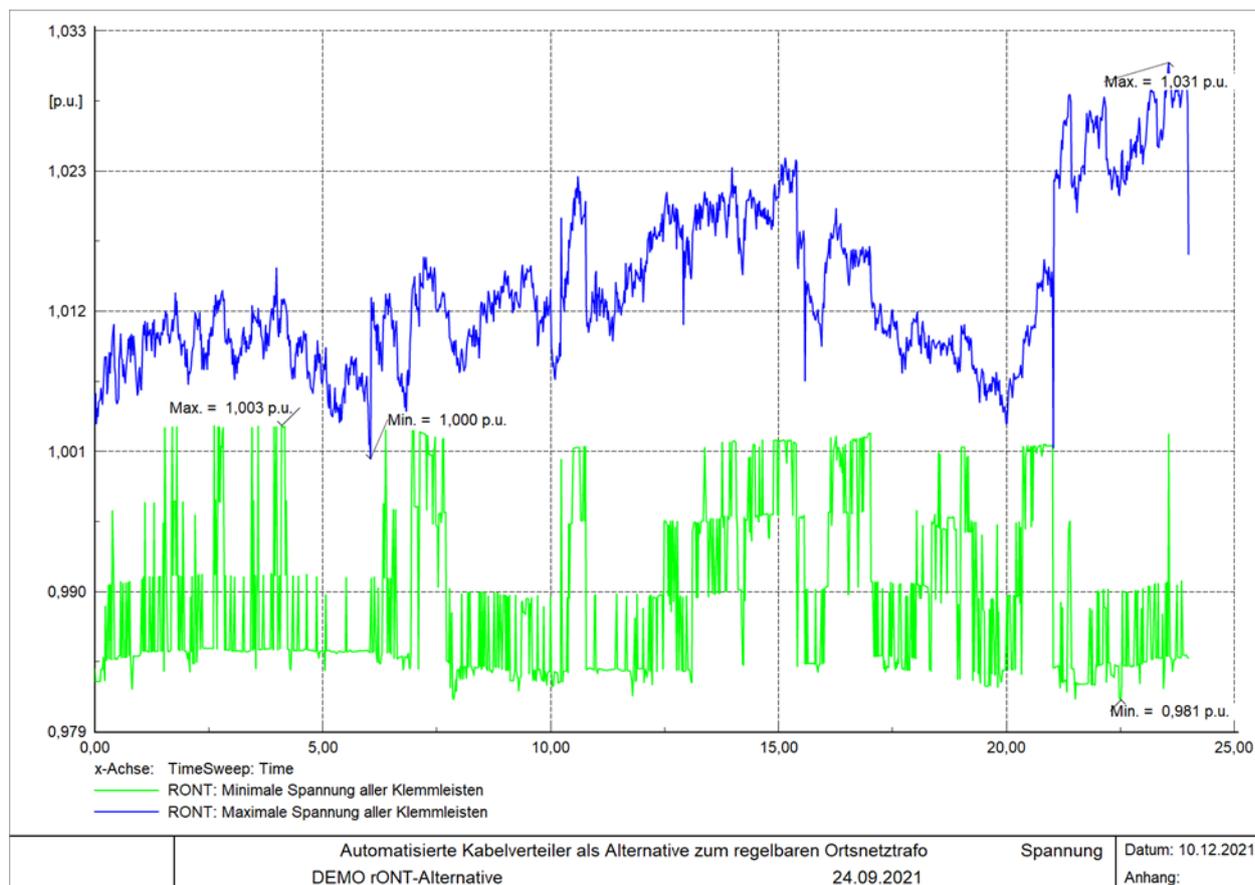


Abbildung 19: Verlauf der maximalen und minimalen Spannungen im rONT-Bereich

5.3.4. Verluste

Die Verluste im rONT-Bereich bestehen im Wesentlichen aus den Verlusten der Kabel und der beiden einspeisenden Transformatoren in den Stationen N4347 und N4416. Abbildung 20 stellt den Verlauf der Ergebnisse dar.

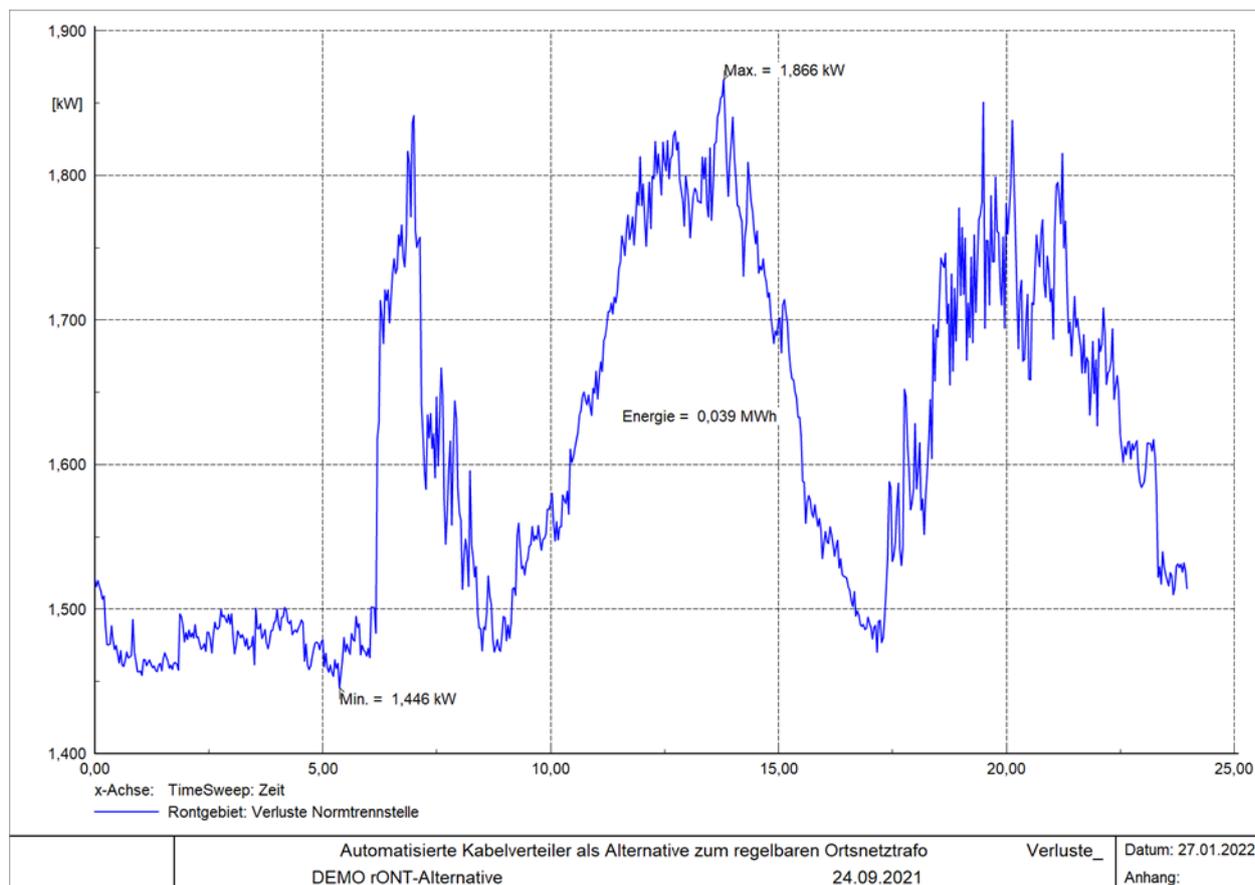


Abbildung 20: Verluste

Daraus geht hervor, dass die Verluste im Bereich der Fehler liegen, die bei Prüfung des Kirchhoffschen Gesetzes festgestellt wurden. Daher ist von der Verwendung der Verluste als Schaltkriterium abzuraten.

5.3.5. Auslastung

Die Auslastung spielt für den Schaltalgorithmus keine Rolle, da bei allen Berechnungen keine Überlastung festgestellt wurde. Die maximale Auslastung wird maßgebend von der PV-Einspeisung beeinflusst.

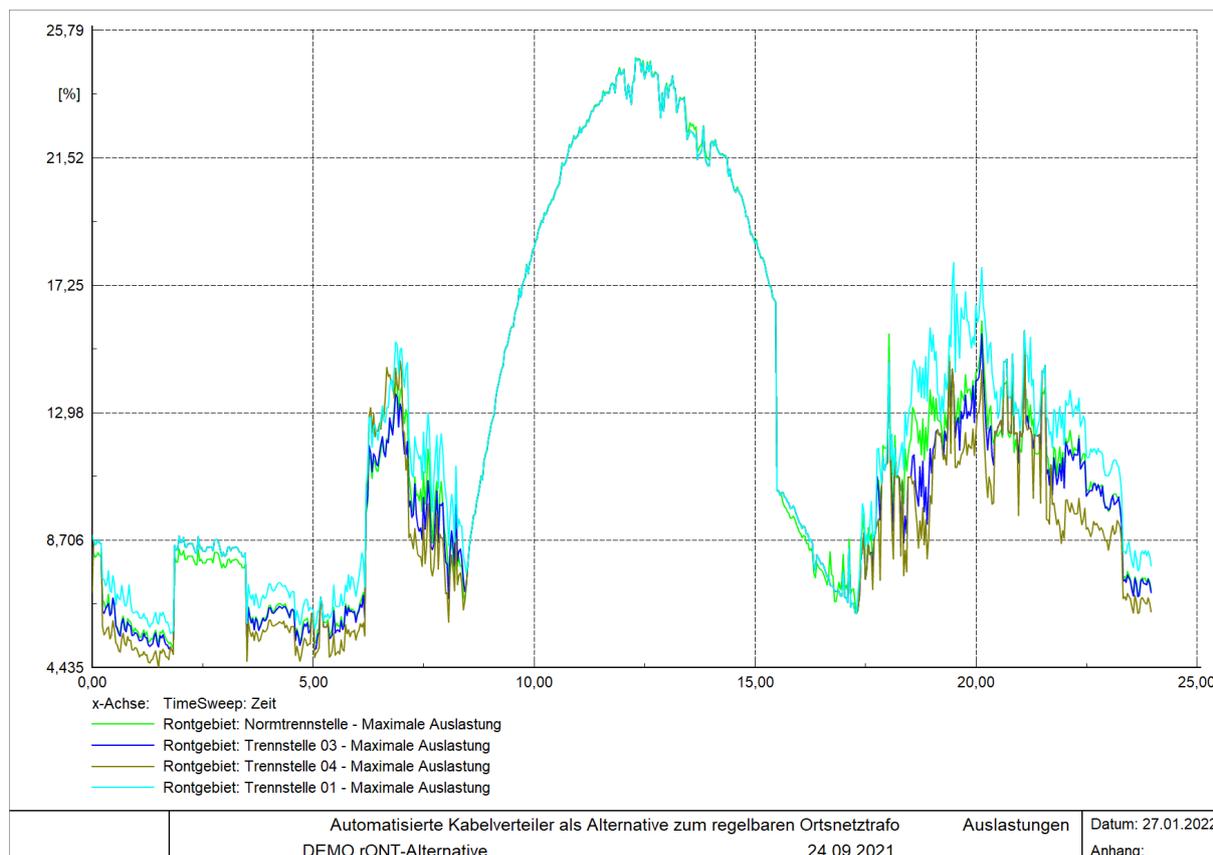


Abbildung 21: Auslastung

5.4. Sonnenreicher Tag mit Schalthandlungen

Die gleichen Berechnungen wie im Abschnitt 5.2 wurden auch für den 25.09.2021 durchgeführt. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass an diesem Tag zwischen 14 und 15 Uhr Schalthandlungen von der FairNetz GmbH durchgeführt wurden. Das Netz bietet 8 Möglichkeiten, Trennstellen zu setzen (siehe Abschnitt 2.2).

Das Netz befand sich bis vor der ersten Schalthandlung im Netznormalzustand, d.h. die Trennstelle in KV1110. Die Schalthandlungen führen dazu, dass PV-Erzeugungs- oder Verbraucherleistung von dem Teilnetz N4416 nach N4347 oder umgekehrt verschoben wird.

Abbildung 22 stellt den Ablauf der durchgeführten Schalthandlungen ausgehend vom Netznormalzustand dar.

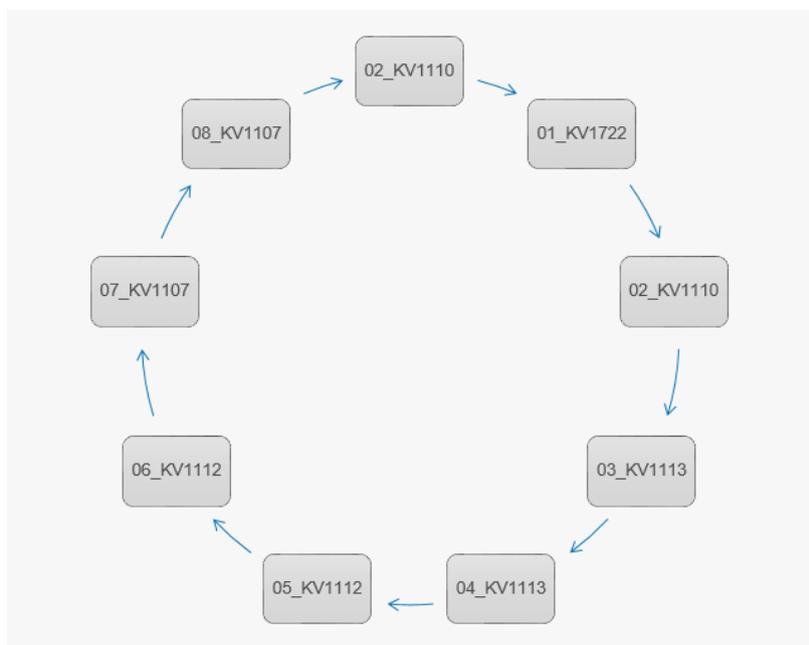


Abbildung 22: Trennstellen-Verschiebungen durch Schalthandlungen

Es erfolgte auch an diesem Tag keine Spannungsregelung durch den rONT. Es lagen keine Spannungsprobleme vor. Aufgrund der vorgenommenen Schalthandlungen wurde das entwickelte Verfahren eingesetzt, um zu einem zukünftigen Zeitpunkt durchzuführende Schalthandlungen zu simulieren.

5.4.1. Genauigkeit der Wirkleistungsmesswerte (bei Kabelverteilern)

Wie im vorhergehenden Abschnitt wird auch hier die Einhaltung des Kirchhoffschen Gesetzes als Maß für die Genauigkeit eingesetzt.

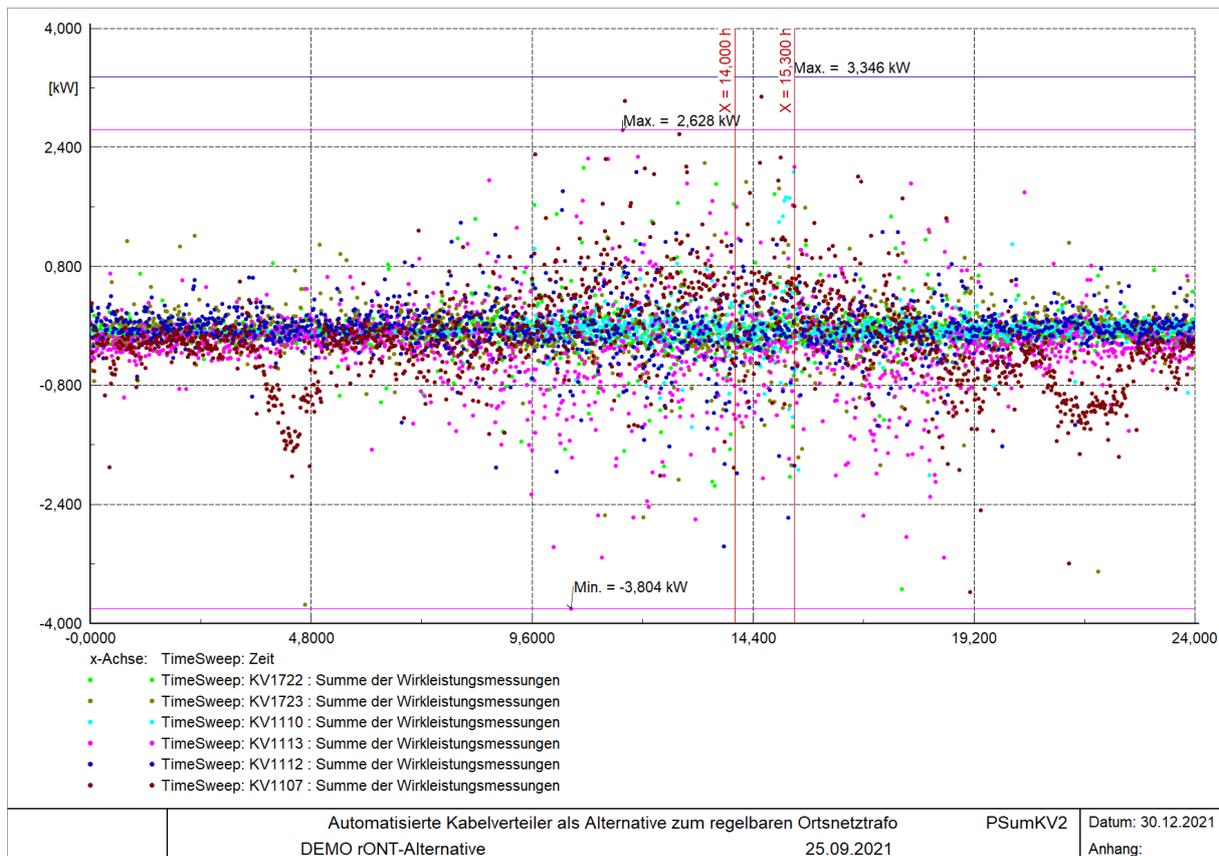


Abbildung 23: Kabelverteiler - Summe der gemessenen Wirkleistungen

Auch nach Abbildung 23 ist deutlich zu erkennen, dass das Kirchhoffsche Gesetz nicht exakt eingehalten wird. Die Kabelverteiler KV1113, KV1722 und KV1107 zeigen auch hier Werte, die deutlich von Null abweichen.

5.4.2. Überprüfen des Kirchhoffschen Gesetzes für die Stationen

„N4416“ und „N4337“

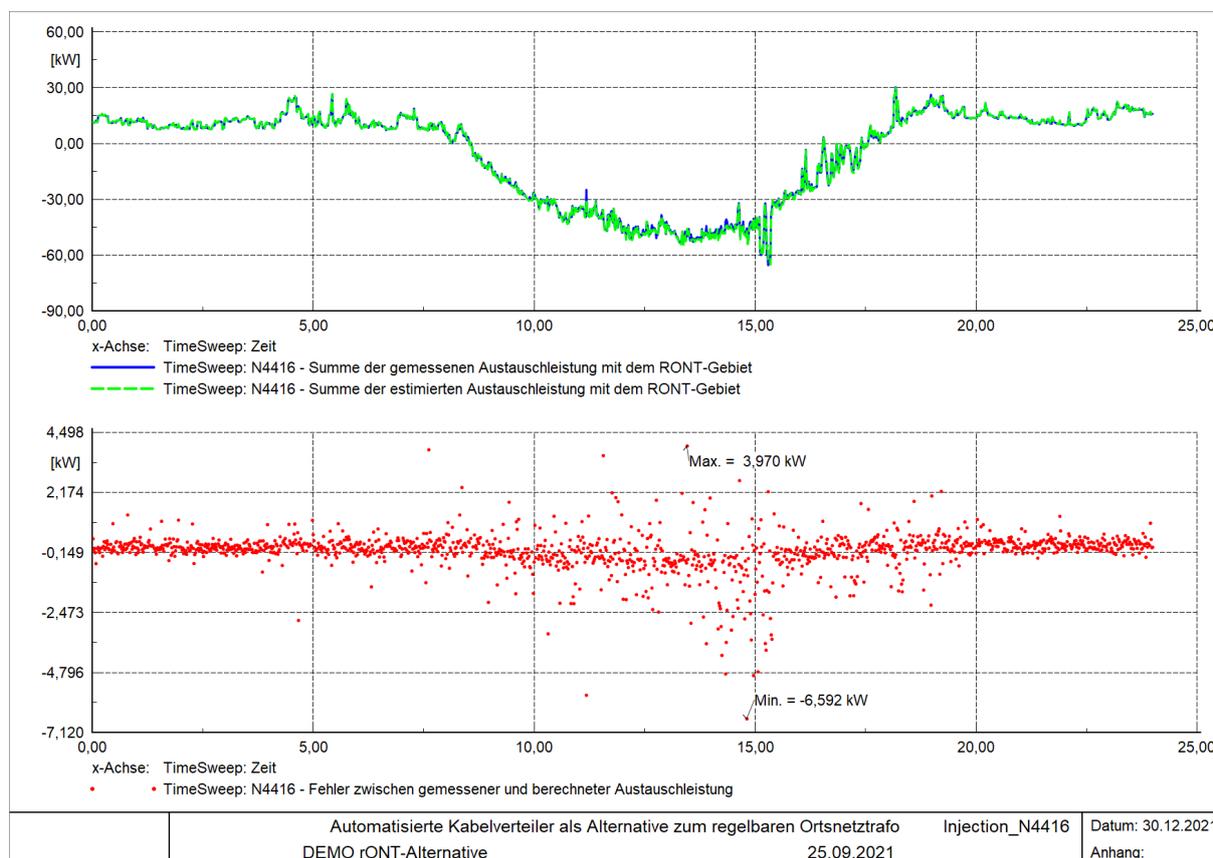


Abbildung 24: Station N4416 Vergleich Summe der gemessenen und berechneten Austauschleistung

Beim Betrachten der Fehler zwischen gemessenen und berechneten Austauschleistungen ist erkennbar, dass diese Fehler in etwa so groß sind wie die Summenfehler an den Kabelverteilern in Abbildung 23. Daher kann nicht beurteilt werden, ob es sich um einen Verfahrensfehler oder einen durch Messwerte hervorgerufenen Fehler handelt.

Das Ergebnis ist dem Ergebnis aus Abschnitt 5.3 sehr ähnlich. Aus diesem Grund werden hier die Ergebnisse für die Station N4347 nicht betrachtet.

5.4.3. Vorsimulation von Schalthandlungen

Da an diesem Tag Schalthandlungen durchgeführt wurden, wird bei der Zeitreihenberechnung zum Zeitpunkt t festgestellt, dass zum Zeitpunkt $t+\Delta T$ (dabei ist ΔT der Berechnungszeitschritt) Schalthandlungen durchgeführt wurden, dann werden anhand der geschätzten Lasten und Erzeugung zum Zeitpunkt t die Schalthandlungen im nächsten

Zeitschritt $t+ \Delta T$ simuliert. Das Ziel besteht darin, die Genauigkeit des Verfahrens beim Vorschlagen von Schaltmaßnahmen für zukünftige Zeitpunkte zu bewerten.

Abbildung 25 stellt den Zeitraum zwischen 14 Uhr und 15 Uhr dar, in dem Schalthandlungen durchgeführt wurden. Das Ergebnis zeigt, dass die Estimation des zukünftigen Netzzustandes manchmal mit größeren Fehlern (Leistungsunterschied größer 3 kW) behaftet ist. Bei genauer Abschätzung müssten die grüne und die magentafarbene Kurve übereinander liegen. Die Abbildung zeigt auch, zu welchem Zeitpunkt geschaltet wurde und ob die Schalthandlung zu einem getrennten Netz führte.

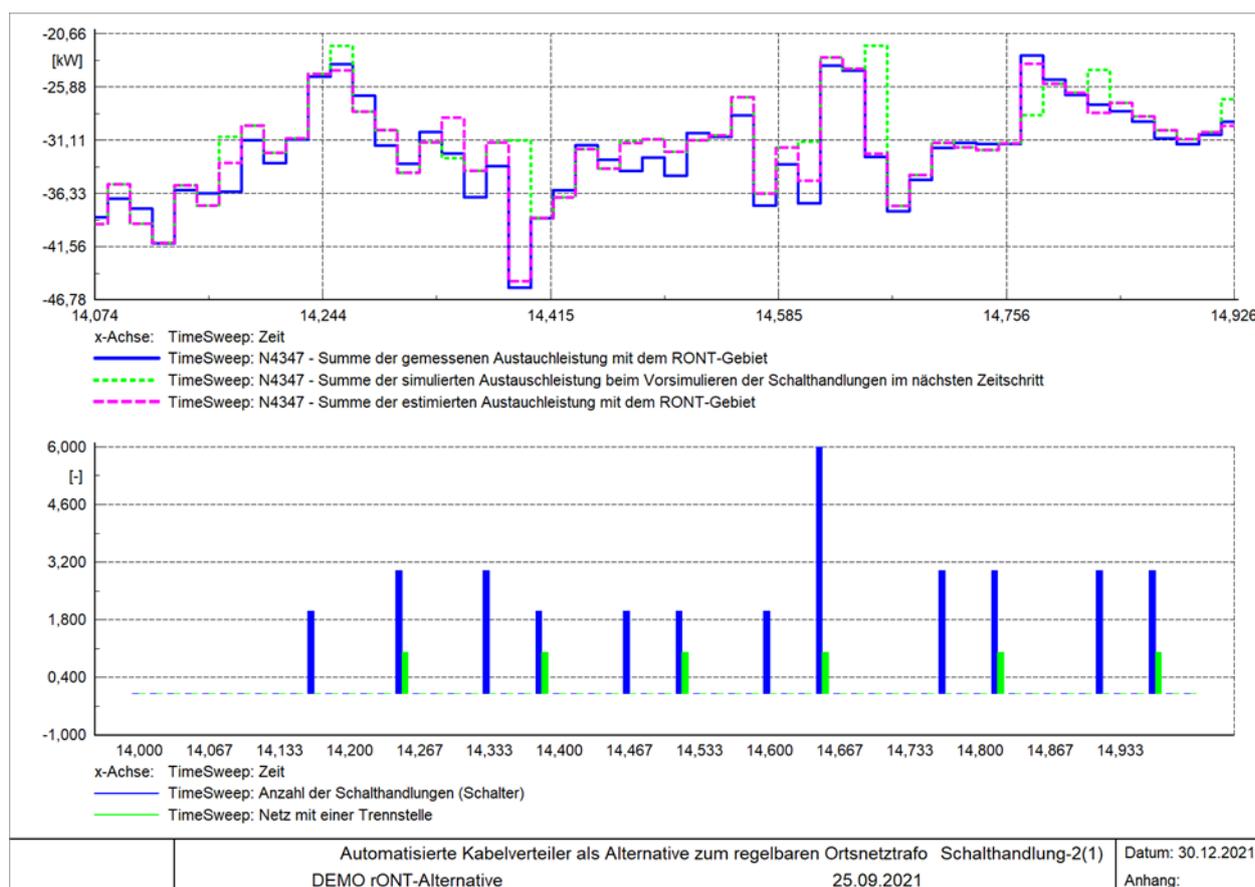


Abbildung 25: Zeitreihenberechnung mit Schalthandlungen. N4347 - Summe der simulierten Austauschleistung beim Vorsimulieren der Schalthandlungen im nächsten Zeitschritt

5.4. Volatiler Tag mit Schalthandlungen

Das Ziel der Betrachtung eines volatilen Tags ist es, die Genauigkeit des ABE-Estimationsverfahrens auch bei starken Schwankungen der Erzeugung zu testen. Abbildung 26 zeigt die gemessenen und berechneten Austauschleistungen der beiden Stationen mit dem übergeordneten Netz.

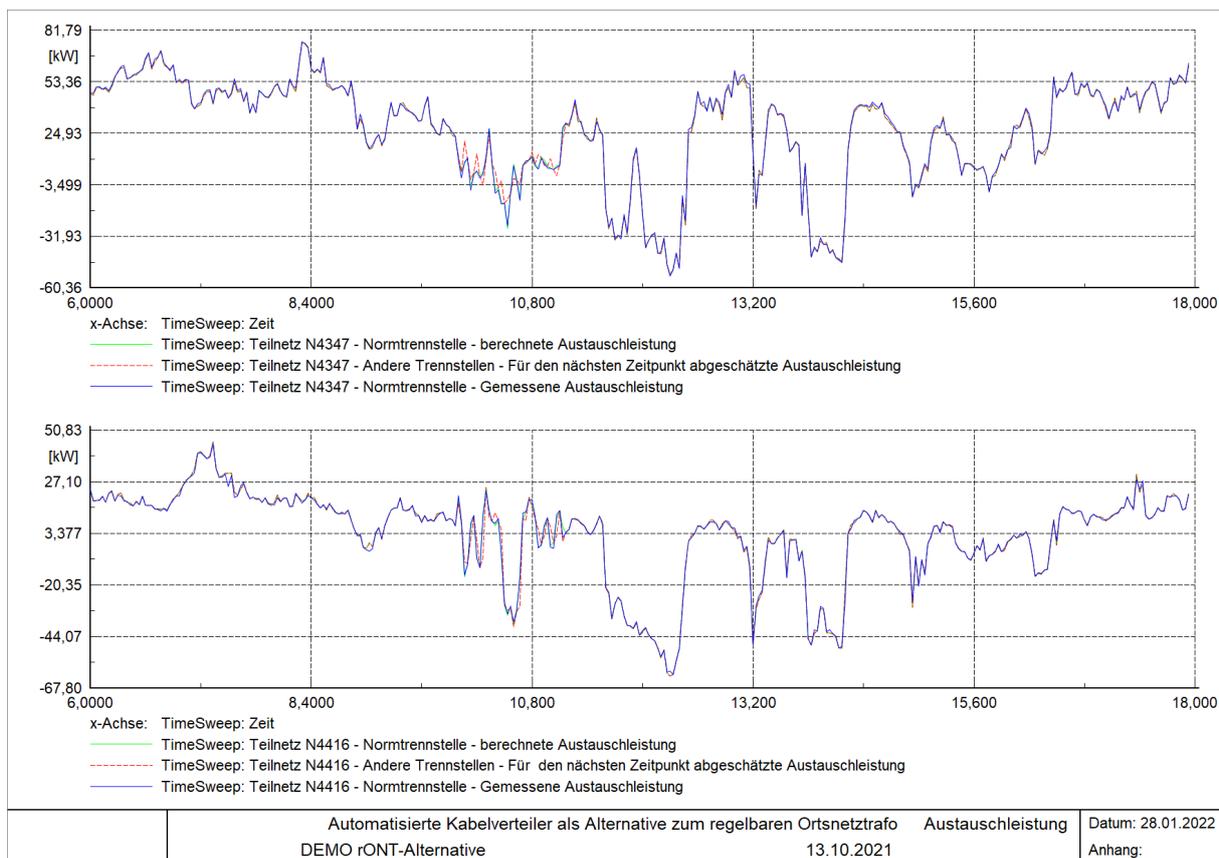


Abbildung 26: Austauschleistung der Station N4347 und N4416

Abbildung 26 zeigt, dass das ABE-Estimationsverfahren auch bei stark schwankenden PV-Erzeugung gute Ergebnisse liefert.

Abbildung 27 verdeutlicht die Ergebnisse bei Überprüfung des Kirchhoffschen Gesetzes. Außer den Ausreißern bei KV1110 und KV1723 sind die Ergebnisse sehr ähnlich wie an anderen in diesem Abschnitt untersuchten Tagen.

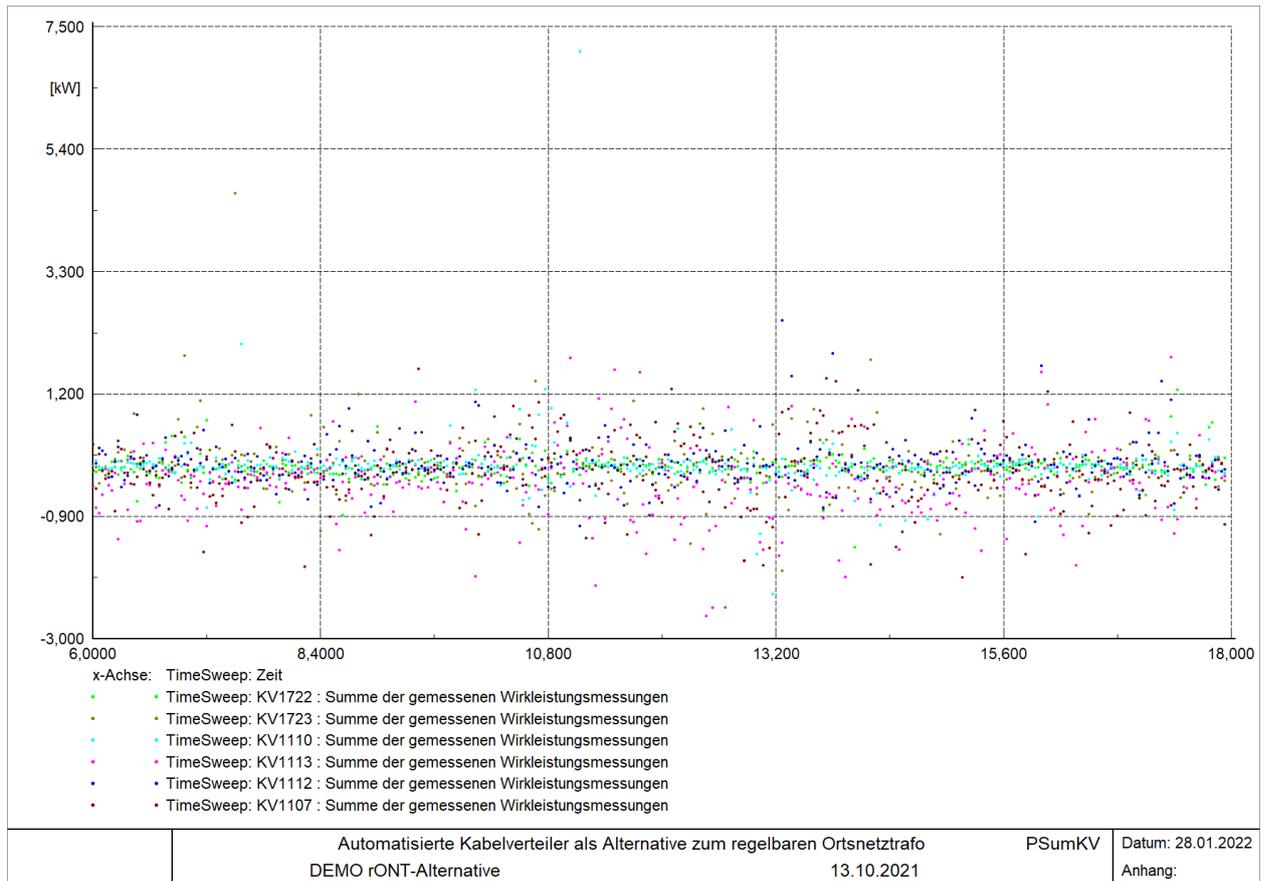


Abbildung 27: Kabelverteiler - Summe der gemessenen Wirkleistungen

6. Einsatz des Schaltalgorithmus

6.1. Schalthandlung bei normalem Verbrauch

Bei der Trennstellen-Verlegung sollte wie im Kapitel 2.4 folgendes gelten:

- keine Spannungsbandverletzung,
- keine Überlastungen,
- geringere Netzverluste,
- Minderung der Rückspeisung ins übergeordnete Netz,
- keine Schaltvorgänge sollten ausgeführt werden, wenn Ströme größer als 150 A vorliegen.

Die Trennstelle kann nur auf topologisch erreichbare Nachbartrennstellen der aktuellen Trennstelle verlegt werden. D.h. bei der Normtrennstelle 02 kann nur auf die Trennstellen 01, 03 und 04 verlegt werden.

Rückspeisungsgesteuerte Schalthandlungen

Durch Trennstellen-Verschiebung kann die Rückspeisung ins übergeordnete Netz reduziert werden und dadurch können die Verluste, Auslastungen von Betriebsmitteln und Spannungserhöhungen im übergeordneten Netz reduziert werden. Leider können im betrachteten Forschungsprojekt diese Effekte nicht quantifiziert werden, da die dazu benötigten Messeinrichtungen nicht vorhanden sind.

Abbildung 28 stellt die Erzeugung und den Verbraucherverlauf für den 24.09.2021 dar.

Daraus geht hervor, dass eine Trennstellen-Verschiebung auf Basis der Rückspeisung nur sinnvoll ist zwischen 8:30 Uhr und 9:45 Uhr. In dieser Zeit ist die Last im Teilnetz N4347 größer als die Erzeugung und im Teilnetz N4416 ist die Erzeugung größer als die Last. Das Verschieben der Trennstelle führt dazu, dass Lasten z.B. vom Teilnetz N4347 nach N4416 verschoben werden. Allerdings führt eine Verschiebung der Trennstelle auch zu einer Verschiebung der Erzeugung. Daher ist beim Verschieben der Trennstelle entscheidend, wie groß der Unterschied zwischen Erzeugung und Last im jeweiligen Abschnitt ist.

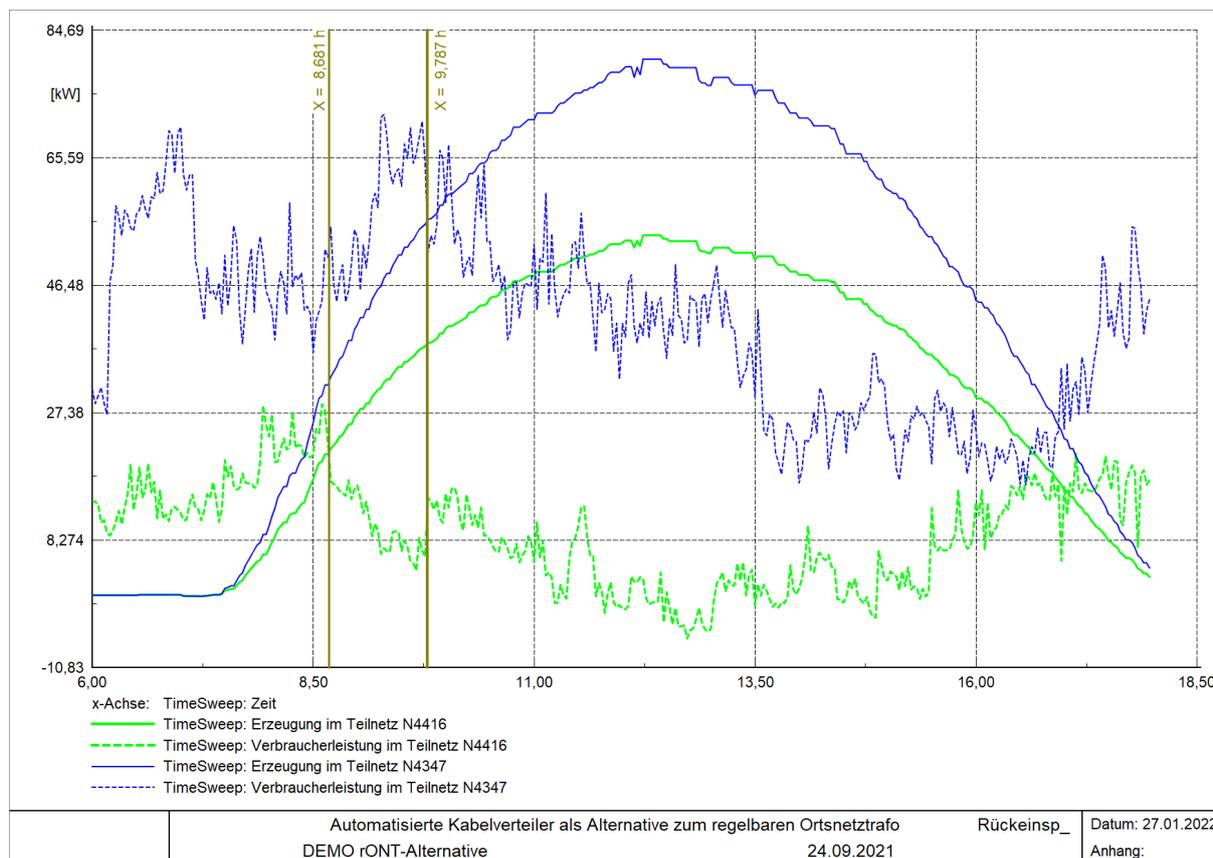


Abbildung 28: Rückspeisung

Vorschläge für Schalthandlungen

Abbildung 29 stellt die auf Basis der Rückeinspeisung empfohlenen Schalthandlungen dar. Um sinnvolle Ergebnisse zu erhalten, wird eine minimale Reduktion der Rückeinspeisung festgelegt. Da bei der Überprüfung des Kirchhoffschen Gesetzes (Abschnitt 5.3.2) Fehler bis zu 0,5kW festgestellt wurden, wurde dieser Schwellwert auf 0,5kW festgelegt. Der Wert 1 deutet darauf, dass diese Trennstellen-Verlegung empfohlen wird. Daraus geht hervor, dass die Trennstelle 01 gar nicht empfohlen wird, und die Trennstelle 03 bzw. 04 sowohl um 8:30 Uhr als auch um 14:40 Uhr empfohlen wird.

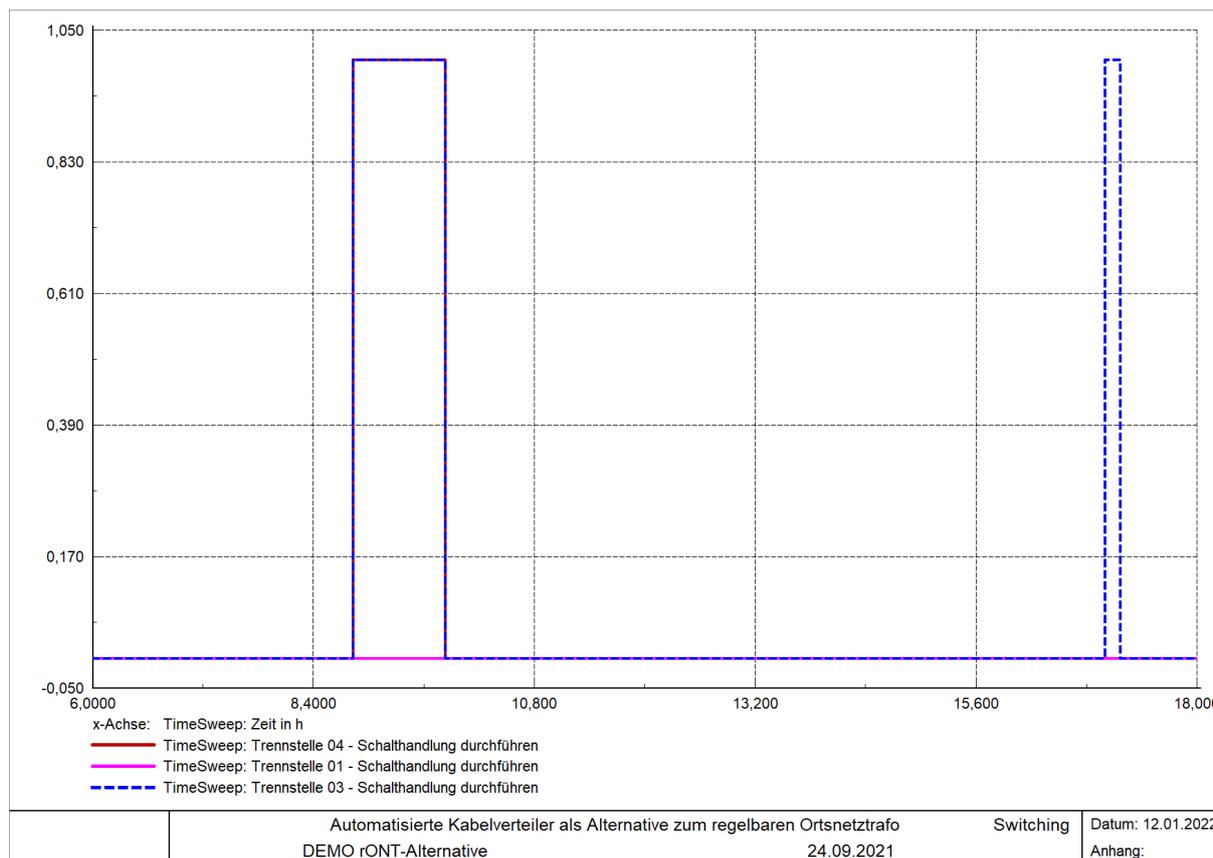


Abbildung 29: Empfohlene Schalthandlungen

Werden die empfohlenen Schalthandlungen (beispielweise für die Trennstelle 04) durchgeführt, dann ergibt sich der Verlauf in Abbildung 30. Hier ist erkennbar, dass aus dem Teilnetz N4416 durch die Trennstellen-Verlegung PV-Leistung zum Teilnetz N4347 verschoben wird. Dadurch wird die gesamte Rückeinspeisung entsprechend reduziert.

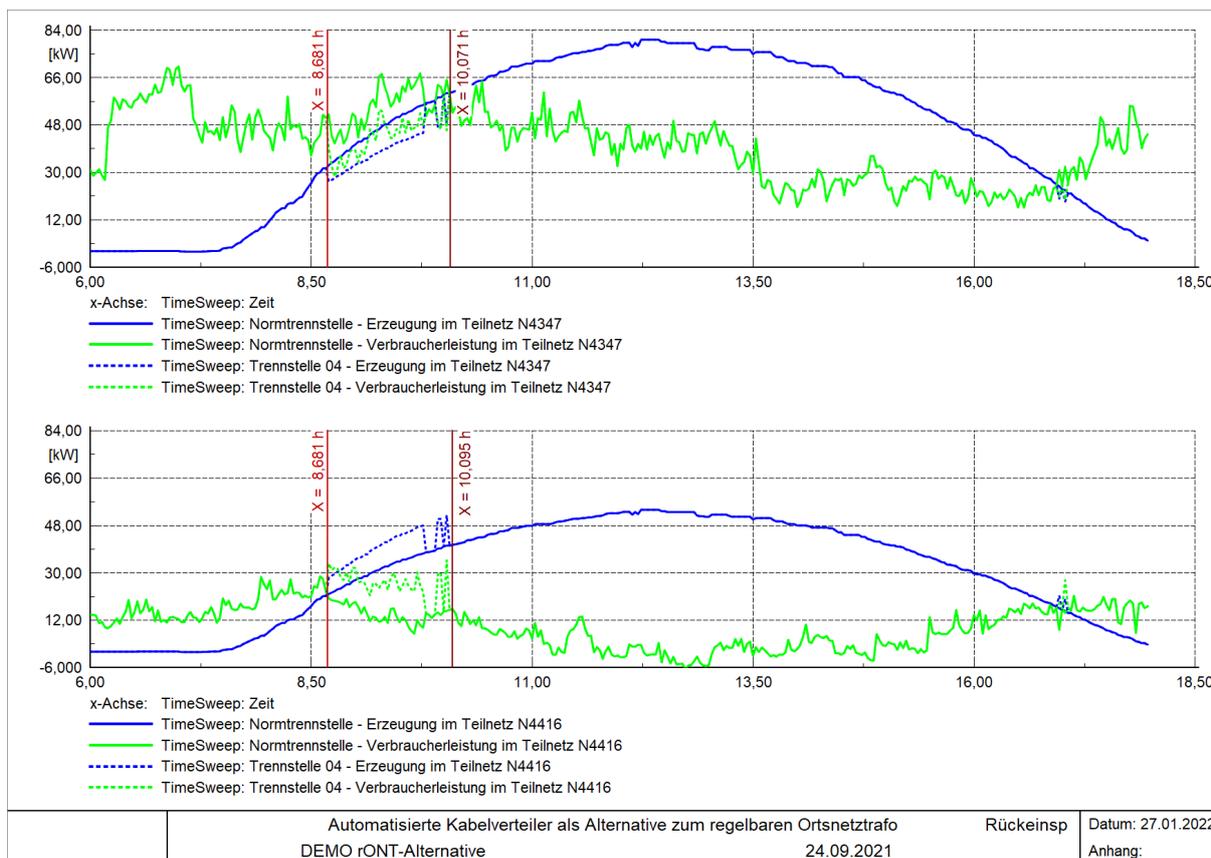


Abbildung 30: Rückspeisung

Weitere Untersuchungen haben gezeigt, dass es durch Trennstellen-Verschiebungen zur Erhöhung von Verlusten im Niederspannungsnetz kommen kann.

Verluste im Niederspannungsnetz

Abbildung 31 stellt den Verlauf der Verluste im Niederspannungsnetz im beforschten Gebiet dar. Es ist erkennbar, dass durch Trennstellen-Verschiebungen die Verluste zum Teil zunehmen (Trennstelle 03 und 04). Die Erhöhung der Verluste liegt jedoch unter 0,115 kW und scheidet somit als Schaltkriterium aus.

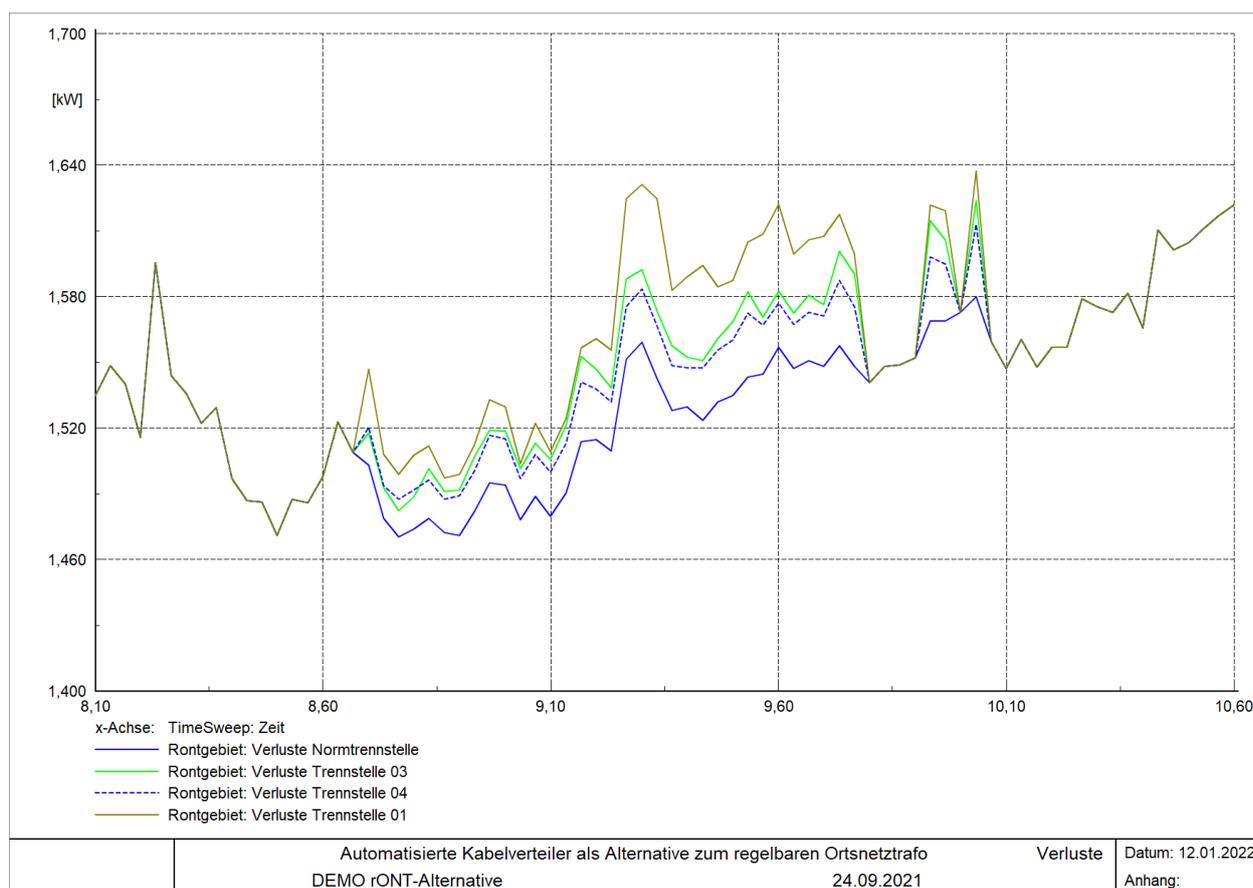


Abbildung 31: Erhöhung von Verlusten durch Trennstellen-Verschiebung

Dieses Beispiel zeigt, dass sinnvolle Schalthandlungen nur in kleinen Zeitintervallen bezogen auf den ganzen Tag durchgeführt werden können.

Die Untersuchung von weiteren Tagen (12.03.20, 12.08.21, 17.09.21, 25.09.21, 13.10.21, 25.10.21, 02.11.21, 05.11.21) haben gezeigt, dass im beforschten Gebiet in den meisten Fällen in beide Mittelspannungsstationen rückgespeist wird, so dass durch eine Trennstellenverschiebung keine Reduktion der Rückeinspeisungen erreicht werden kann.

6.2. Schalthandlungen mit hochskaliertem Verbrauch

Das Ziel des Forschungsvorhabens ist es, eine Alternative für rONT durch Trennstellen-Optimierung zu untersuchen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass PV-Leistung innerhalb des zu betrachtenden Teilnetzes durch Trennstellen-Optimierung innerhalb der gleichen Spannungsebene verschoben werden kann. Dadurch sollte die Rückeinspeisung durch PV-Erzeugung und die damit einhergehenden Spannungserhöhungen und Überlastungen reduziert werden.

Da im betrachteten Teilnetz bereits bei mittlerer PV-Erzeugung an den beiden Stationen N4347 und N4416 Rückeinspeisung ins übergeordnete Netz stattfindet, bringt das Trennstellen-Verschieben kaum eine Reduzierung der gesamten Rückeinspeisung (siehe Abschnitt 0).

Um jedoch den entwickelten Schaltalgorithmus testen zu können, wird einen Netzzustand simuliert, in dem in einem Teil (N4416) hohe PV-Erzeugung und im anderen Teil (N4347) hoher Verbrauch herrschen.

In dem von N4347 versorgten Bereich wird die Erzeugung so reduziert, dass es Netzzustände gibt, bei denen im Teilnetz N4416 rückgespeist und in N4347 Leistung aus dem übergeordneten Netz bezogen wird.

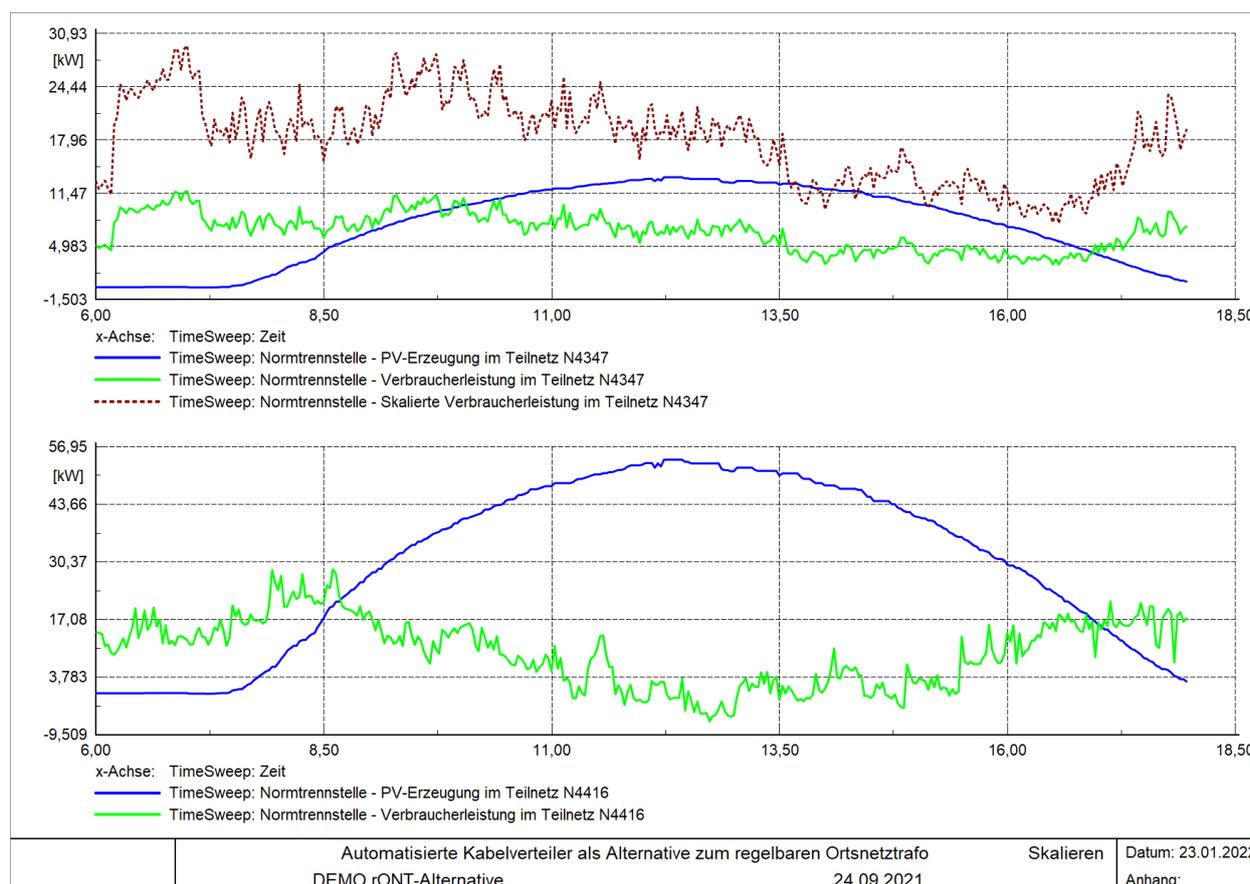


Abbildung 32: Hochskalierte Verbraucherleistung Last im Teilnetz N4347

Für die Simulation wird nur der Zeitraum von 6 Uhr bis 18 Uhr betrachtet. Die gemessenen Werte wurden verwendet, um den Schaltalgorithmus zu überprüfen. Zielgrößen für den Algorithmus sind die Größe der durch Trennstellenverlegung erzielten Reduzierung der Rückeinspeisung und die Reduktion der Verluste.

Zunächst werden anhand der Messwerte die PV-Erzeugung und die Verbraucherlasten anhand des Verfahrens nach Abschnitt 3.1 und der Abganglastskalierung (Abschnitt 2.8) abgeschätzt. Die abgeschätzten Werte werden beibehalten und die Schalthandlung durchgeführt.

Abbildung 33 stellt das Ergebnis des Schaltalgorithmus im Zeitbereich dar. Die Werte der Y-Achse haben dabei die folgende Bedeutung:

- 0: Keine Trennstellen-Verlegung durchführen.
- 1: Trennstellen verlegen, um Rückeinspeisung in Teilnetz N4416 zu reduzieren.
- 2: Trennstellen verlegen, um Rückeinspeisung in Teilnetz N4347 zu reduzieren.
- 3: Trennstellen verlegen, um Verluste zu reduzieren.
- 4: Trennstellen verlegen, um Spannungsbandverletzung zu vermeiden.

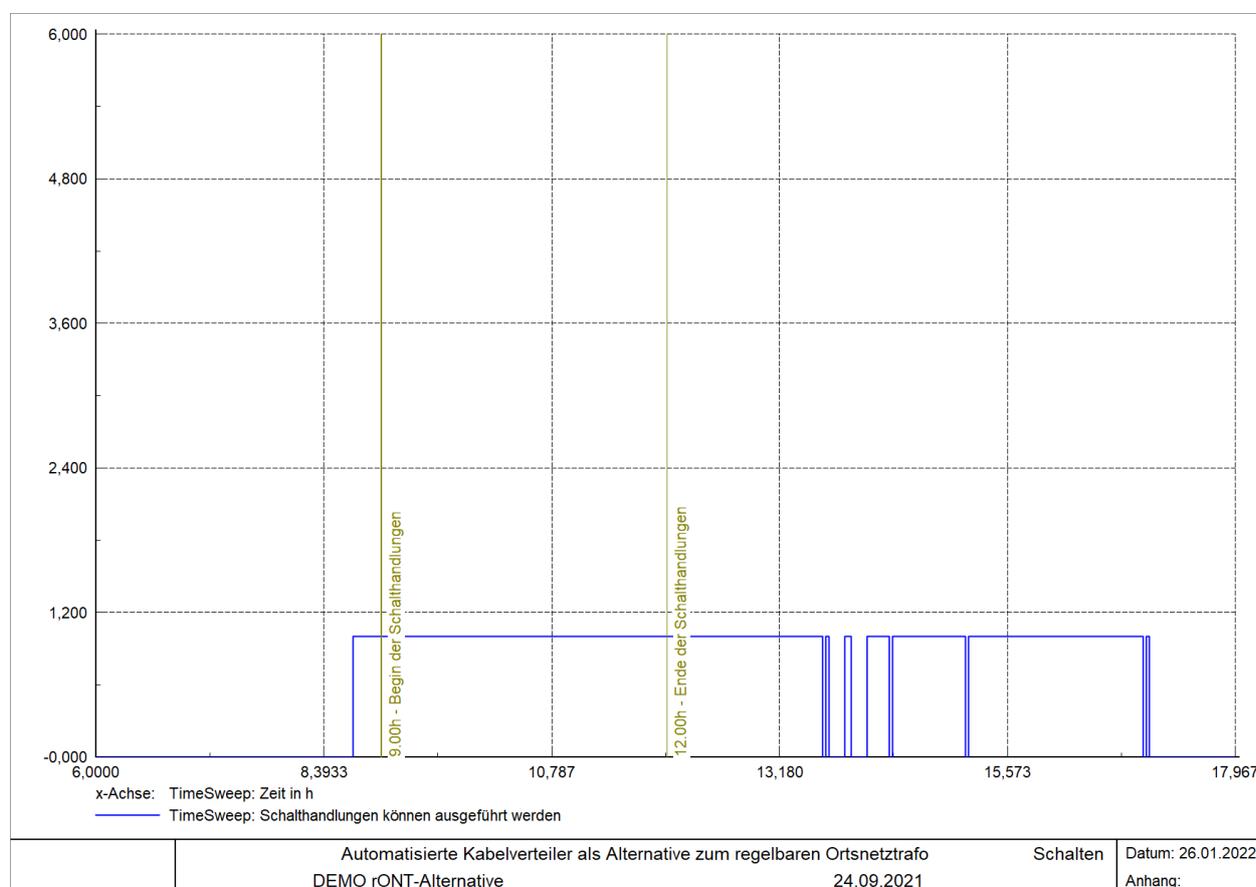


Abbildung 33: Empfohlene Zeitpunkte für Schalthandlungen

Ausgehend von dem Normzustand werden mit Hilfe des Schaltalgorithmus die Schalthandlungen zur Reduktion der Rückeinspeisung ermittelt. Ausgehend von der

Normtrennstelle (02) werden die Trennstellen schrittweise von 02 nach 08 in 30min-Intervallen zwischen 9 Uhr und 12 Uhr wie in Abbildung 33 und Abbildung 34 dargestellt verschoben.

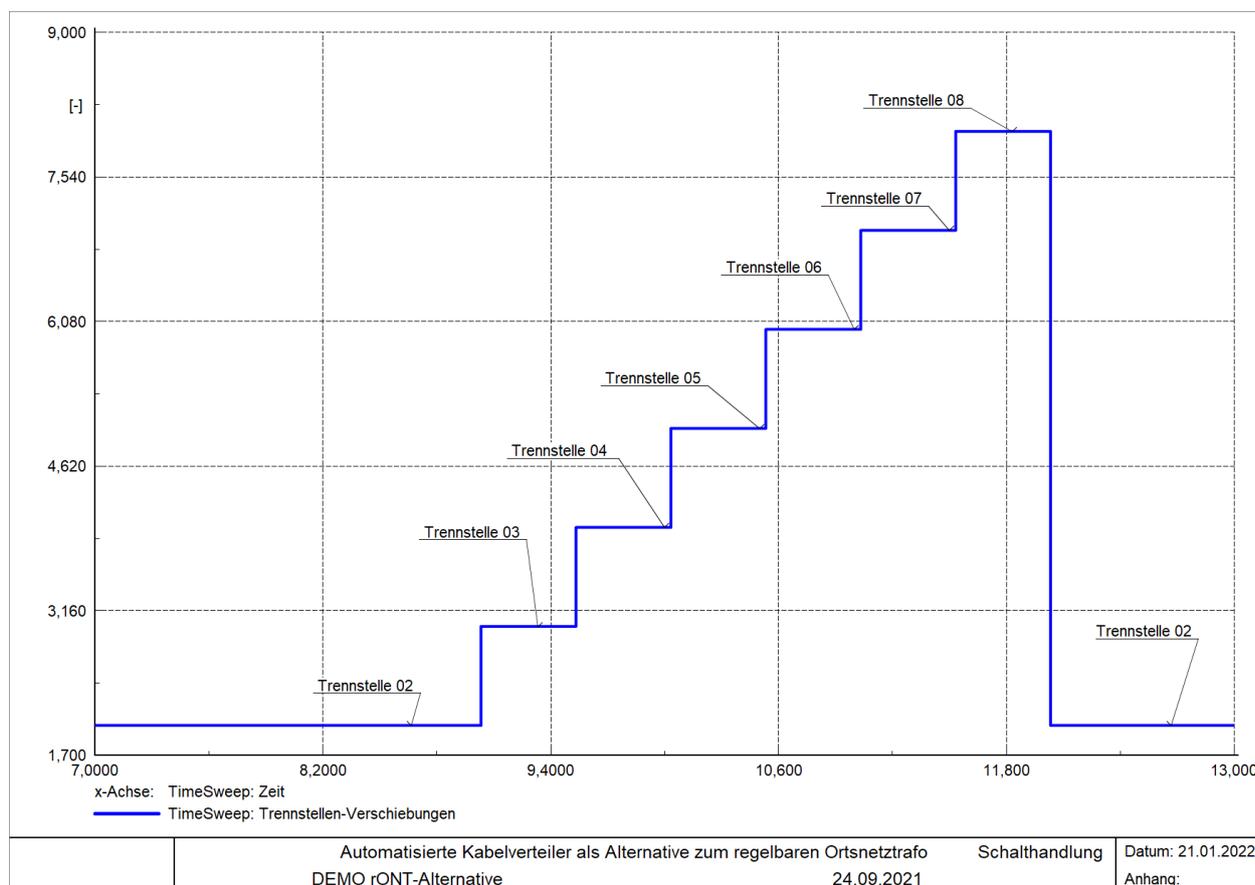


Abbildung 34: Durchgeführte Schalthandlungen

Abbildung 35 verdeutlicht, wie durch die Schalthandlungen PV-Erzeugung vom Teilnetz N4416 zum Teilnetz N4347 verschoben wird. Die Last im Teilnetz N4347 und die PV-Erzeugung verringern sich entsprechend.

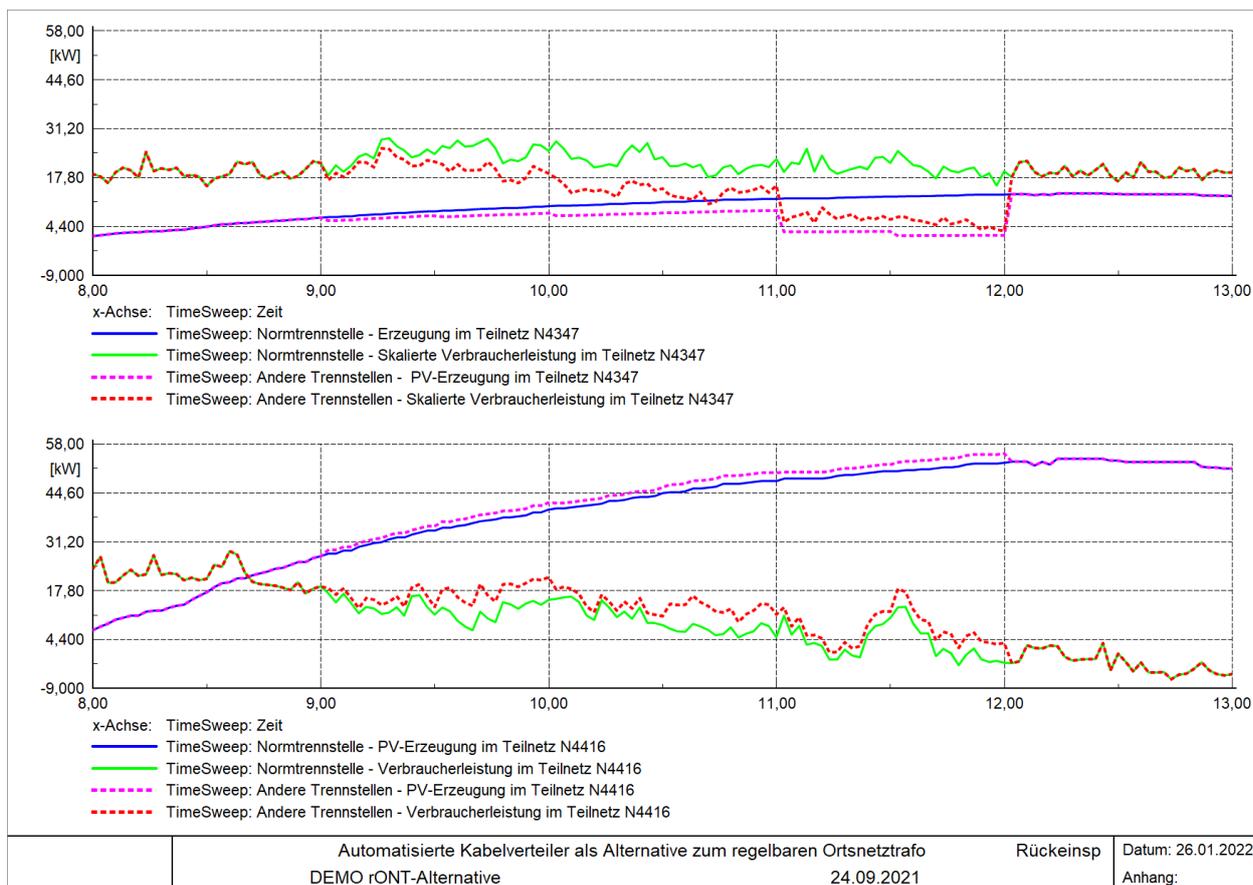


Abbildung 35: Empfohlene Schalthandlungen

Allerdings ist nach Abbildung 36 die erzielte Verlustminimierung relativ klein, d.h. kleiner als 0,3 kW.

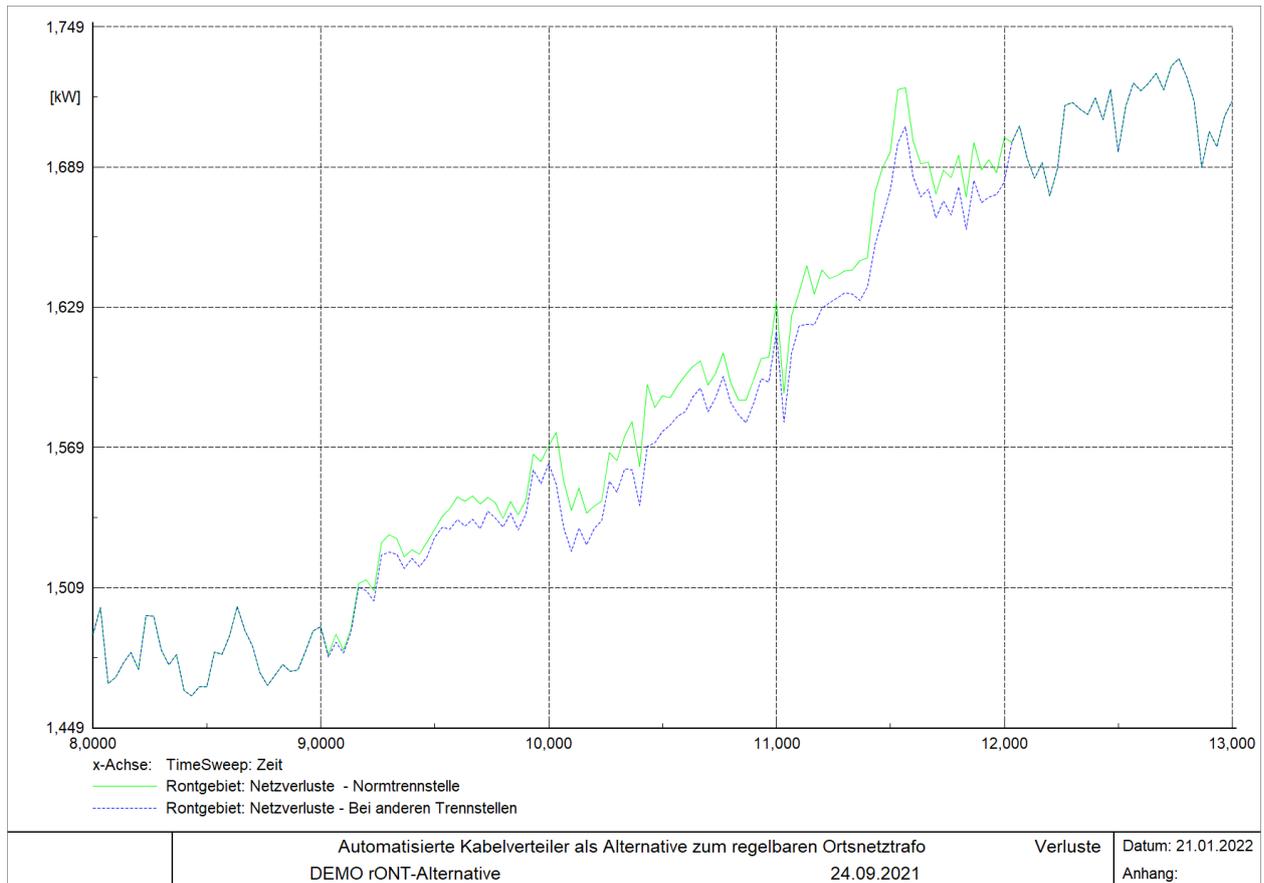


Abbildung 36: Verluste vor und nach der Trennstellen-Verlegung.

Abbildung 37 verdeutlicht die erzielte Reduktion der Ruckeinspeisung im Teilnetz N4416 und die Minderung des Leistungsbezugs im Teilnetz N4347.

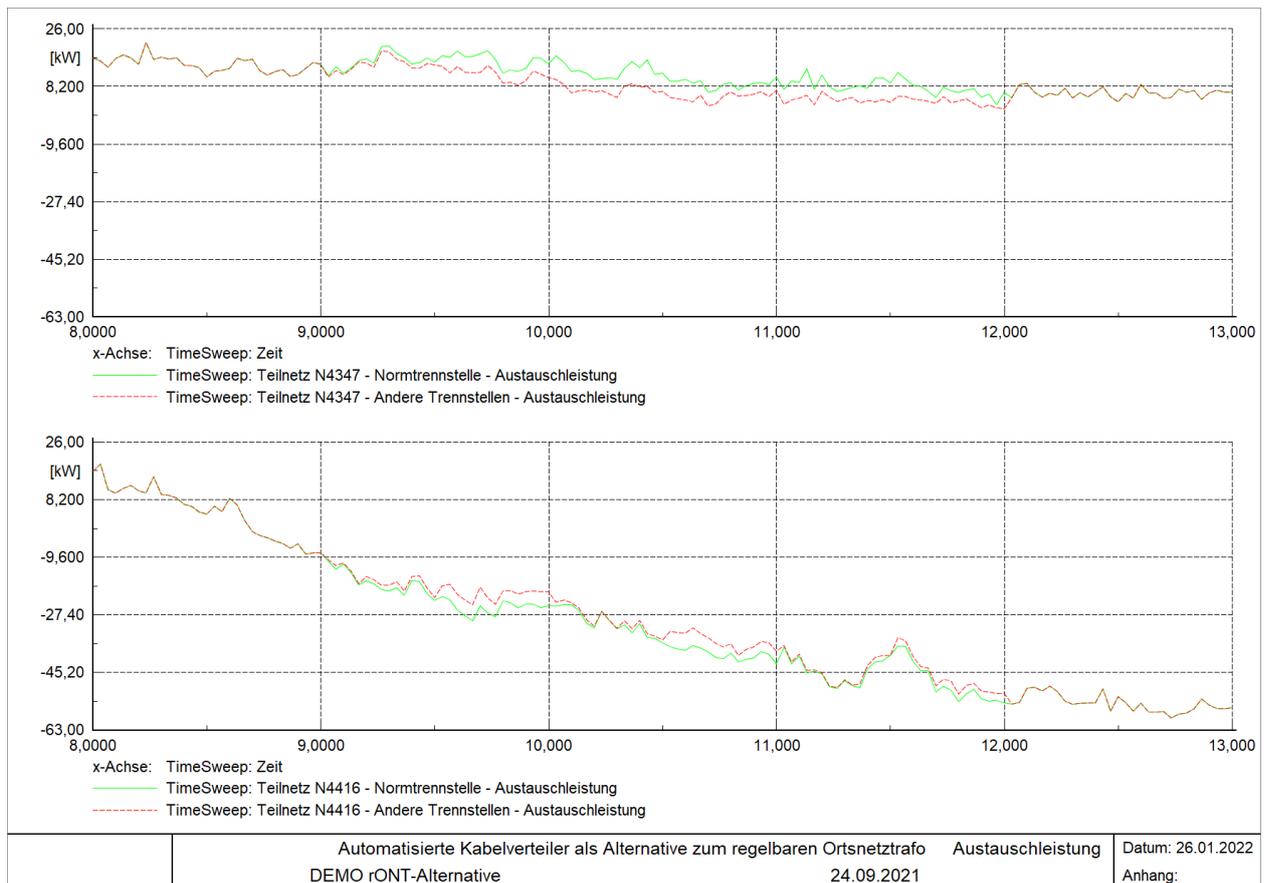


Abbildung 37: Reduktion der Rückeinspeisung im Teilnetz N4416

Bei der Simulation dieses Falles wurden keine Überlastung von Betriebsmitteln und Verletzungen des Spannungsbandes beobachtet. Somit haben diese Randbedingungen die Schaltaktionen nicht beeinflusst.

7. Ergebnisse und Erfahrungen

7.1. Projekt

Als Ergebnis für die Hardwarephase des Projektes wurden sieben ausgerüstete automatisierte Kabelverteilerschränke und zwei Ortsnetzstationen erfolgreich an das Netz angeschlossen.

Als automatisierte Kabelverteiler bezeichnet man die klassischen Kabelverteiler (KVs), die mit Messtechnik-Komponenten ausgerüstet sind und beliebige Schalthandlungen der Kabelstränge ermöglichen. Die Anwendung der klassischen KVs dient dazu, einzelne Stränge manuell zu schalten, bei automatisierten KVs erfolgt die Schaltung ohne manuelle Eingriffe.

Für die Realisierung der Hardwareauswahl (Messtechnik, Informationstechnik sowie Kabelverteilerschränke) gibt es noch keine fertige Lösung bzw. kein fertiges Produkt auf dem Markt. Die Lösung musste aus einer Kombination von Produkten verschiedener Hersteller zusammengestellt werden. Während der Testphase mussten zusätzlich Inkompatibilitäten korrigiert werden.

Im Anschluss fand die Datenphase mit umfangreichem Sammeln von Daten des Netzgebietes statt. In dieser Phase mussten die gemessenen Daten verarbeitet und untersucht werden. Bei der Untersuchung wurde festgestellt, dass nach der Beseitigung unterschiedlicher Mängel noch Messfehler und Ausfälle bei der Fernübertragung vorhanden sind. Diese Abweichungen führen zu Unstimmigkeiten zwischen reale Daten und Simulation, die jedoch nur bei 10 Prozent der Fälle eintreten. Abschließend konnte die Softwarephase beginnen.

7.2. Fortschritte für die Wissenschaft und Technik

Für das Netzberechnungsprogramm wurde ein Algorithmus entwickelt, der Trennstellen automatisiert verlegen kann. Es wurde eine topologische Optimierung entwickelt, sodass das System abhängig von Spannungsband, Verlustsituation und Rückspeisesituation entscheiden kann, welcher Zustand optimal ist.

Durch das Forschungsprojekt konnte erreicht werden, dass die letzte Aktionsebene für den Netzbetreiber tiefer ins Netz gelegt werden konnte. So ist es jetzt möglich, nicht mehr nur an Ortsnetzstationen einzelne Abgänge zu schalten, sondern auch an Kabelverteilern einzelne (höher oder geringer ausgelastete) Kabelstränge zu schalten. Die technische Machbarkeit wurde durch die Prototypenentwicklung und Realisierung gezeigt und umfasst das gesamte

Zusammenspiel von Hardwarekomponenten unterschiedlichster Hersteller, Software und Kommunikationsanbindung an die Leitstelle.

7.3. Nutzen von Projektergebnissen und Projekterfahrungen

Der Konsortialpartner und Netzbetreiber FairNetz hat durch die Hardwareauswahl zur Schaffung des funktionierenden Prototypen und die Festlegung der kommunikativen Anbindung (Protokolle, Schnittstellen, Übertragungswege) eine Grundlage für weitere Digitalisierungsprojekte in Richtung Smart Grid sowie State-Estimation / Netzberechnung gefunden, die im weiteren Netzausbau verfolgt werden. Die Firma Wago ist das Mittel der Wahl, um zukünftige Herausforderungen abdecken zu können, die dann über eine reine Erfassung hinausgehen (Schalterstellungen, Temperaturen, Sonneneinstrahlungen, Schaltbefehle, etc.). Durch dieses Projekt konnte eine Erprobung im Netz durchgeführt werden, die für FairNetz für die zukünftige Weiterentwicklung von Netzgebieten eine Grundlage darstellt. Diese Ergebnisse stellen ein Lösungsbeispiel dar, das durch andere Netzbetreiber übernommen werden kann.

Durch das Projekt konnte der Umgang mit und die Pflege von hochaufgelösten Messwerten erlernt werden, insbesondere der kritische "Live"-Betrieb wurde getestet und durchgeführt. Erfahrungen im Bereich fehlerfreie Übertragung haben gezeigt, dass Mobilfunkverbindungen nicht vollständig unterbrechungsfrei zur Verfügung stehen.

Auch der Einsatz unter realen Umweltbedingungen, wie zum Beispiel Temperatur und Feuchtigkeit, konnte an der neuen Hardware getestet werden. Weiterhin wurden die geometrischen Abmaße des deutlich größeren Kabelverteilers so realisiert, dass Kinderwagen auf dem Gehweg noch problemlos vorbeifahren können. Die spezielle Verriegelung von Schützen, erforderlich bei Netzausfall, wird bei anderen Einbausituationen von Schützen nicht realisiert.

7.4. Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer

Aus dem Projekt ergibt sich ein großes Potential für das Verteilnetz um die Strangparameter wie zum Beispiel Spannung, Strom und Auslastung durch automatisierte Schaltvorgänge von Kabelsträngen zu beeinflussen. Insbesondere bieten die Forschungsergebnisse für den zukünftigen starken Zubau von Photovoltaikanlagen und Elektroladestationen eine Möglichkeit, den Verteilnetzausbau zu reduzieren. Weitere Anwendungsmöglichkeiten der

Projektergebnisse bieten sich zum Beispiel auch für den zukünftigen Zubau von Wärmepumpen und Batteriespeichern an, da in diesen Fällen durch den Bezug oder die Rückspeisung von Energie die Spannungs- und Auslastungsgegebenheiten lokal im Verteilnetz stark beeinflusst werden. Aufbauend auf den erfassten Messwerten im Verteilnetz ist eine verbesserte Prognose möglich und somit ein verbessertes Einhalten der Spannungsbänder, zum Beispiel durch die automatisierten Schaltvorgänge, gegeben. Durch den Konsortialpartner FairNetz GmbH ist der direkte Transfer der Forschungsergebnisse in die praktische Anwendung gegeben. Über diverse Veröffentlichungen werden die Ergebnisse darüber hinaus für weitere Netzbetreiber und die interessierte Fachöffentlichkeit verfügbar gemacht.