

Hybrid-VPP4DSO

Deliverable 5

Arbeitspaket 5

hybrid-VPP Forschungssysteme

Erstellt am

05.12.2017

Autoren:

Christoph Gutschi, Peter Nemcek, Andraz Andolsek, Mitja Kolenc (cyberGRID)

Paul Smith, Tara Esterl, Johanna Spreitzhofer, Werner Friedl, Manuel Froschauer (AIT)

Simon Stukelj, Wolfgang Gawlik (TU Wien)

Gregor Taljan (Energienetze Steiermark)

Ursula Krisper, Boris Turha (Elektro Ljubljana)

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	9
2	Proof-of-concept für das hybrid-VPP	10
2.1	Vorbereitung.....	10
2.1.1	Architektur des hybrid-VPP	10
2.1.2	Kommunikation mit Anlagen im Feld	11
2.1.3	Fernwirktechnik	13
2.1.4	Funktionale Module des hybrid-VPP Proof-of-concept	13
2.1.5	Integration des Ampelsystems des Verteilnetzbetreibers.....	22
2.1.6	Regional begrenzte Aktivierungen.....	24
2.2	Erfahrungen aus dem Testbetrieb	25
2.2.1	Testschaltungen.....	25
2.2.2	Untersuchung der Eigenschaften von Kommunikationsverbindungen	35
3	Überprüfung der IKT-Sicherheit und Erarbeitung eines erweiterten Sicherheitskonzeptes für ein hybrid-VPP	40
3.1	Introduction	40
3.2	Approach.....	42
3.2.1	Threat Analysis Details.....	43
3.2.2	Consequence Analysis Details	44
3.3	Summary of the Security Analysis Findings.....	46
3.4	Security Concept.....	48
3.4.1	Security Concept Approach.....	48
3.4.2	Security Requirements	49
3.4.3	Security Requirements Implementation Guidance	55
3.5	Conclusion	56
4	Validierung der Simulation	61
4.1	Einleitung	61

4.2	Methodik	62
4.2.1	Allgemein	62
4.2.2	Validierungsansatz	62
4.3	Netzabschnitt Österreich – Steiermark	64
4.3.1	Datengrundlage.....	65
4.3.2	Validierung	66
4.3.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	72
4.4	Netzabschnitt Slowenien – Šiška.....	73
4.4.1	Datengrundlage.....	74
4.4.2	Validierung	75
4.4.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	81
4.5	Netzabschnitt Slowenien – Črnomelj	82
4.5.1	Datengrundlage.....	83
4.5.2	Validierung	84
4.5.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	91
5	Analyse rechtlicher und regulatorischer Fragestellungen	92
5.1	Zusammenfassung.....	92
5.2	Ausblick.....	94
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	95
7	Literaturverzeichnis.....	97
	Anhang.....	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Blockfließbild der Beziehungen zwischen einem hybrid-VPP und anderen Marktteilnehmern	10
Abbildung 2: Direkte Kommunikation mit den Anlagen im Feld.....	12
Abbildung 3: Kommunikationswege zur Integration von Smart-Meter-Messdaten über das Head-End-System des Verteilnetzbetreibers	12
Abbildung 4: Fernwirktechnik zur Kommunikation mit Anlagen im Feld	13
Abbildung 5: Überblick über die wichtigsten funktionalen Module der cyberNOC®.....	14
Abbildung 6: Die Benutzeroberfläche des Proof-of-concept Systems (Screenshot des Browserfensters). Datenfelder, die Rückschlüsse auf einzelne Anlagen ergeben würden, wurden zur Anonymisierung mit Platzhaltern oder Codes versehen.....	15
Abbildung 7: Beispiel der Kommunikationsparametrierung für eine Flexibilität im Proof-of-concept System	17
Abbildung 8: Beispiel für die Berechnung des Arbeitspunkts (weiße Linie) bei einer Ressource in Slowenien.....	19
Abbildung 9: Benutzerverwaltung im hybrid-VPP.....	20
Abbildung 10: Ressourcenverwaltung über die Benutzeroberfläche	22
Abbildung 11: Verwaltung der Regionen im hybrid-VPP	23
Abbildung 12: Eingabe von Verfügbarkeitsfahrplänen	23
Abbildung 13: Eingabe regional begrenzter Aktivierungen im Proof-of-concept mit Anzeige der in der Region verfügbaren Ressourcen und Möglichkeit zu weiteren Einschränkung individueller Ressourcen per Auswahlfeld.....	24
Abbildung 14: Erläuterung der Kenngrößen des Verlaufs der Wirkleistung bei einer Aktivierung.....	26
Abbildung 15: Negative Aktivierung von zwei Einspeisern am selben Netzknoten (Schaltung auf Teillast). Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.	27
Abbildung 16: Auswertung einer Testschaltung hinsichtlich Einfluss auf die Spannung am Einspeisepunkt. Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.	28
Abbildung 17: Screenshot einer Vollabschaltung an einem von zwei Einspeisern am selben Einspeisepunkt.....	30

Abbildung 18: Verlauf von Wirkleistung und Phasenspannungen während einer Testschaltung in Slowenien.....	31
Abbildung 19: Mögliche Korrektur des Arbeitspunktes bei Aktivierungen in Slowenien.....	32
Abbildung 20: Verlauf der Wirkleistung bei der Zuschaltung eines Erzeugers in Slowenien.....	33
Abbildung 21: Korrelation zwischen Phasenspannung und Wirkleistungsbezug.....	34
Abbildung 22: Überwachung des Datenverkehrs.....	35
Abbildung 23: Histogramm der Paketumlaufzeiten (RTT) bei einer GPRS-Verbindung.....	38
Abbildung 24: Histogramm der Paketumlaufzeiten (RTT) bei einer xDSL-Verbindung.....	39
Figure 25: An overview of the main hybrid-VPP sub-systems and their interfaces.....	41
Figure 26: The NISTIR 7628 logical reference model ¹¹	49
Figure 27: Overview of the NISTIR 7628 security requirements that apply to the DSO SCADA and VPP Core sub-systems.....	55
Abbildung 28: Netzplan des Steirischen Netzabschnitts, inkl. Messorten (dick eingerahmt) sowie gemessenen Abgängen (Pfeile); die dick eingerahmte Schaltstation SSS2 wird im Folgenden mit SSS2a bezeichnet.....	64
Abbildung 29: Abschaltung eines der beiden Wasserkraftwerke am Standort PP3 & PP4 als Summenprofil der Wirk- und Blindleistung, Messgrößen an der Kraftwerkssammelschiene und UW-Abgang SS2→SWST3 am 3.5.2017.....	68
Abbildung 30: Zeitverläufe von Wirk- und Blindleistung sowie der Spannung an den Abgängen SS2→SWST6 und SS2→ SWST7 während des Zeitpunkts der Abschaltung am 3.5.2017.....	69
Abbildung 31: Spannungsänderung an PP3 und PP4 als Vergleich zwischen Mess- und Simulationsdaten bei gegebenen Eingangsgrößen.....	70
Abbildung 32: Spannungsverläufe infolge einer Variation der Eingangsgrößen.....	71
Abbildung 33: Darstellung des Netzplans Šiška als einpoliges Schema mit eingezeichneten Lasten, Umspannwerk sowie Änderungen an den Transformatorstationen und lod_7_1 im Detail; das Lastsymbol stellt Lasten oder Erzeuger bzw. eine Kombination beider dar.....	73
Abbildung 34: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Wirkleistung am UW RTP Šiška.....	76
Abbildung 35: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Blindleistung am UW RTP Šiška.....	76

Abbildung 36: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Spannung in p.u. am UW RTP Šiška77

Abbildung 37: Spannungsverläufe an lod_7_1 in der mittleren Abbildung sowie dessen Leistungsverläufe. Der obere Verlauf zeigt die Eingangsgrößen an der Spannungsquelle (U UW RTP Šiška). Nicht dargestellt sind Wirk- und Blindleistungsverläufe der restlichen Lasten. Die Verläufe unten zeigen die zeitliche Spannungsänderung und deren Differenz sowie den Unterschied im Spannungsverlauf...80

Abbildung 38: Darstellung des Netzplans Črnomelj als einpoliges Schema mit eingezeichneten Lasten, Umspannwerk sowie lod_1_1 als Summenlast (rot) bzw. am niederseitigen Transformatorabgang (grün); das Lastsymbol stellt Lasten und/oder Erzeuger bzw. eine Kombination beider dar.....82

Abbildung 39: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Wirkleistung am UW RTP Loka85

Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Blindleistung am UW RTP Loka (vor der Überarbeitung im Arbeitspaket 3)86

Abbildung 41: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Spannung in p.u. am UW RTP Loka86

Abbildung 42: Wirk- und Blindleistungsverlauf der Kunden lod_1_1_a und lod_1_1_b sowie deren Summenleistungen in 15-Minutenauflösung89

Abbildung 43: Vergleich der Spannungsverläufe an lod_1_1 während der beiden Aktivierungen im mittleren Verlauf. Der obere Verlauf zeigt die Eingangsgrößen an lod_1_1 sowie an der Spannungsquelle (U UW RTP Loka). Nicht dargestellt sind die Wirk- und Blindleistungsverläufe an den restlichen Lasten. Die Verläufe unten zeigen die zeitliche Spannungsänderung und deren Differenz.....90

Abbildung 44: Leistungsdrosselung eines der beiden Wasserkraftwerke am Standort PP3 & PP4 als Summenprofil der Wirk- und Blindleistung, Messgrößen an der Kraftwerkssammelschiene und UW-Abgang SS2→SWST3 am 19.4.201798

Abbildung 45: Zeitverläufe von Wirk- und Blindleistung sowie der Spannung an den Abgängen SS2→SWST6 und SS2→ SWST7 während des Zeitpunkts der Drosselung am 19.4.2017.....98

Abbildung 46: Spannungsänderung an PP3 und PP4 als Vergleich zwischen Mess- und Simulationsdaten bei gegebenen Eingangsgrößen.....99

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiel der Auswertung einer Testschaltung in der Steiermark.....	29
Tabelle 2: Auswertung einer Testschaltung in Slowenien	32
Tabelle 3: Übersicht der analysierten Kommunikationsverbindungen	36
Tabelle 4: Statistische Auswertung der Kommunikationskanäle	36
Tabelle 5: Mittelwerte des Datenverkehrs über das IEC60870-5-104 Protokoll während aufrechter Verbindung.....	37
Tabelle 6: Verlust von Paketen und erneute Übertragungen.....	37
Tabelle 7: Mittlere Paketumlaufzeiten (Round Trip Time, RTT)	38
Table 8: Communication interfaces and sub-systems that were considered as part of the hybrid-VPP4DSO threat analysis	44
Table 9: The consequences of threats manifesting in the context of the smart grid, developed in the EU-funded SPARKS project	45
Table 10: Mapping of hybrid-VPP4DSO systems to NISTIR 7628 logical actors.....	49
Table 11: Short descriptions of the hybrid-VPP4DSO-relevant NISTIR 7628 logical actors.....	50
Table 12: The NISTIR 7628 interfaces and categories between the VPP Core and other sub-systems ..	51
Table 13: NISTIR 7628 Logical Interface Category 9 Security Requirements	52
Table 14: Security requirements from NISTIR LIC 3 that are distinct from those defined in LIC 9.....	54
Table 15: Brief implementation guidelines for the recommended security requirements	57
Tabelle 16: Gegenüberstellung der Mess- und Simulationsergebnisse für den Zeitbereich während der Abschaltung am 3.5.2017.....	70
Tabelle 17: Gegenüberstellung der Mess- und Simulationsergebnisse für den Zeitbereich während der Drosselung am 19.4.2017	72
Tabelle 18: Kenngrößenvergleich für das UW RTP Šiška.....	77
Tabelle 19: Vergleich der in der Simulation verwendeten Lastprofile (2014) mit aktuellen Messdaten (2016) für den Zeitbereich von September bis Dezember 2016 und deren Abweichungen voneinander für den Netzabschnitt Šiška	78

Tabelle 20: Kenngrößen der Spannungsverläufe und deren zeitlicher Änderung. Für letztere beschreibt der Minimalwert die größte negative Änderung usw.79

Tabelle 21: Kenngrößenvergleich für das UW RTP Loka.....85

Tabelle 22: Vergleich der in der Simulation verwendeten Messwerte (2014) mit aktuellen Messdaten (2016) für den Zeitbereich vom 7.10.2016 bis 21.11.2016 und deren Abweichungen voneinander .87

Tabelle 23: Kenngrößen der Spannungsverläufe und deren zeitlicher Änderung. Für letztere beschreibt der Minimalwert die größte negative Änderung usw.89

Tabelle 24: Details zu den einzelnen Messungen für den steirischen Netzabschnitt.....99

Tabelle 25: Details zu den einzelnen Messungen für den Netzabschnitt Šiška.....100

Tabelle 26: Details zu den einzelnen Messungen für den Netzabschnitt Črnomelj100

Tabelle 27: Kenngrößenvergleich der gemessenen und simulierten Netzknoten für den steirischen Netzabschnitt, gute Vergleichbarkeit ist farblich nicht gekennzeichnet101

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht bietet eine Zusammenfassung der Ergebnisse des Arbeitspakets 5 des Projekts hybrid-VPP4DSO. Der Fokus dieses Arbeitspakets lag auf praxisnahen Herangehensweisen und Teilsystem-Tests zur Vorbereitung anschließender Demos für das hybrid-VPP Konzept in nachfolgenden Projekten.

Im Kapitel 2 wird die Vorbereitung eines Proof-of-concept für ein hybrid-VPP System erläutert und erste Erfahrungen mit unterschiedlichen Herangehensweisen für Aktivierungen von Flexibilitäten und Kommunikationswegen gezeigt. Im Anschluss werden Empfehlungen für die Systemarchitektur und verbesserte Algorithmen kurz aufgezeigt.

Basierend auf der im zweiten Kapitel erläuterten Erstentwicklung der Architektur des hybrid-VPP wird im Kapitel 3 eine Analyse der Schwachstellen aus Sicht der IKT-Sicherheit durchgeführt. Basierend auf den Ergebnissen erfolgt im Anschluss die Darstellung des verbesserten Sicherheitskonzepts.

Das Kapitel 4 erläutert die Validierung der im Arbeitspaket 3 durchgeführten Simulationen und es werden Vorschläge zur Qualitätssteigerung aufgezeigt.

Abschließend werden im Kapitel 5 die Ergebnisse der Schwachstellenanalyse bzgl. rechtlicher und regulatorischer Fragestellungen zusammengefasst und ein Ausblick der zu erwartenden Änderung des Rechtsrahmens gegeben.

2 Proof-of-concept für das hybrid-VPP

2.1 Vorbereitung

Die Entwicklung der Architektur für ein hybrid-VPP System erfolgte in einem top-down-Approach. Dieser wird hier kurz dargestellt, im Anschluss erfolgt eine Beschreibung der wesentlichsten Module des Proof-of-concept des hybrid-VPPs.

2.1.1 Architektur des hybrid-VPP

Das VPP-System verbindet unterschiedliche flexible Ressourcen in einem Pool und macht die verfügbare flexible Leistung für eine übergeordnete Instanz verfügbar. Diese übergeordnete Instanz kann ein Stromhändler oder Bilanzgruppenverantwortlicher, ein Verteilnetzbetreiber oder der Übertragungsnetzbetreiber sein.

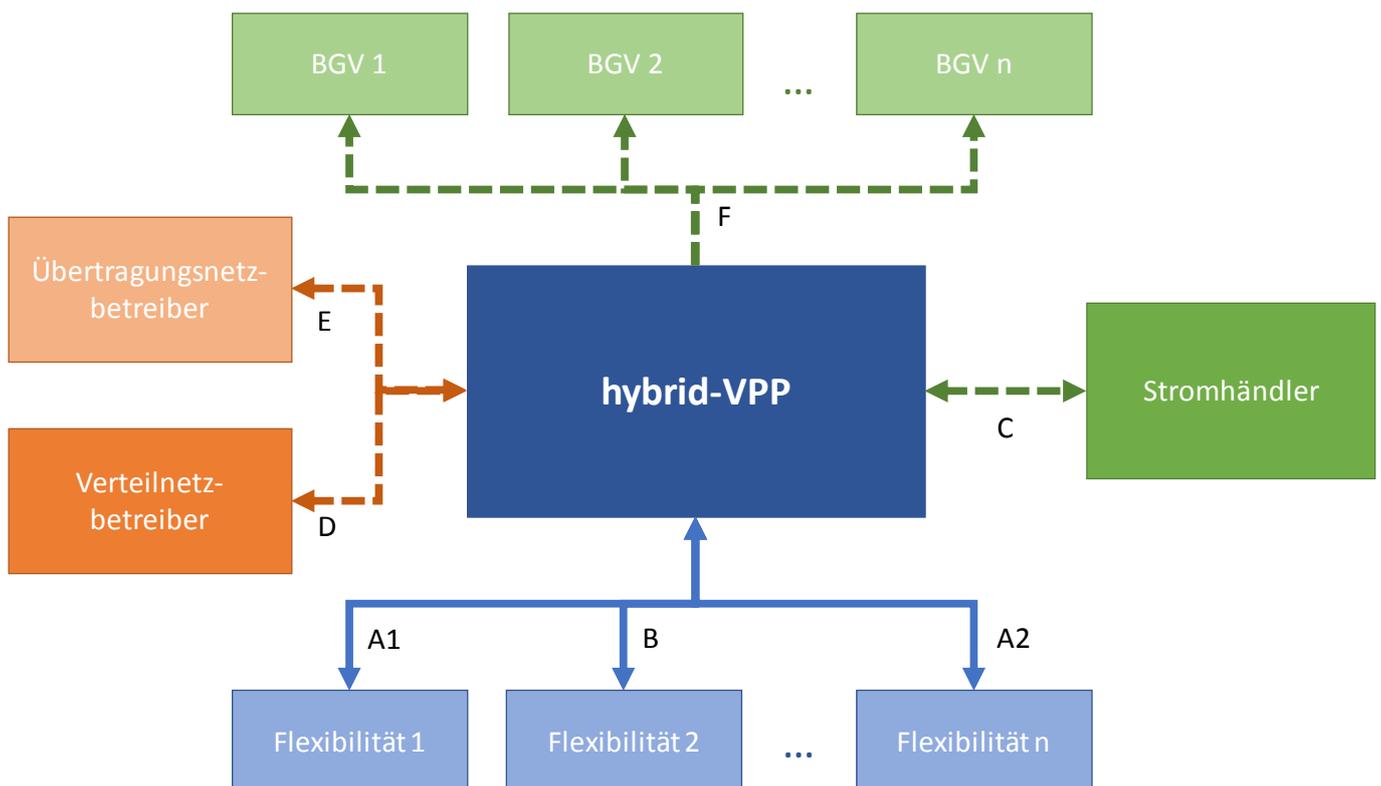


Abbildung 1: Blockfließbild der Beziehungen zwischen einem hybrid-VPP und anderen Marktteilnehmern

Die wesentlichsten Verbindungen zwischen einem hybrid-VPP und anderen Marktteilnehmern sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Verbindungen werden in der Praxis über Kommunikationswege und Datenaustauschprotokolle realisiert. Das hybrid-VPP muss kontinuierlich mit den verteilten Flexibilitäten

kommunizieren. Dies kann über unterschiedliche direkte Kommunikationswege (A1, A2) oder indirekte Kommunikationswege (B) geschehen. Sowohl direkte als auch indirekte Kommunikationswege wurden im Projekt aufgebaut und eingehend untersucht. Das hybrid-VPP muss mit einem Stromhändler kommunizieren (C), um die verwaltete Leistung an unterschiedlichen Märkten, z.B. für Regelenergie anbieten zu können. Diese Verbindung wurde als Frontend-Zugang realisiert. Stromhändler könnten Regelenergieangebote via Frontend auf das hybrid-VPP hochladen. Dem zugrundeliegenden Konzept entsprechend muss das hybrid-VPP eine Verbindung zu mindestens einem Verteilnetzbetreiber (D) aufweisen. Diese Verbindung wurde für das Proof-of-concept-System via Frontend realisiert. Um Regelleistung liefern zu können, muss eine direkte und gesicherte Verbindung zum Übertragungsnetzbetreiber (E) vorhanden sein, um in kurzen Intervallen regelmäßig Messdaten zu liefern und bei Bedarf Schaltbefehle zu empfangen. Die Bedingungen dafür sind in Dokumenten von Austrian Power Grid [1] festgelegt. Diese Verbindung wurde vorbereitet, jedoch nicht vollständig realisiert, da dies den Rahmen eines Proof-of-concept überschritten hätte. Es konnten jedoch manuell bzw. über Fernwirkprotokolle Aktivierungen an das hybrid-VPP kommuniziert werden. Die Aktivierung von verteilten Flexibilitäten führt zu gewollten Abweichungen von den Handelsfahrplänen, daher müssen die betroffenen Marktakteure am jeweils nächsten Tag einen Fahrplan der durchgeführten Aktivierungen erhalten (F), z.B. muss ein Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) die Fahrpläne korrigieren, damit die Clearingstelle die Ausgleichsenergie richtig berechnen kann, bzw. muss ein Verteilnetzbetreiber für die korrekte Berechnung der Netzentgelte den Aktivierungsfahrplan jeder Flexibilität in seinem Netzgebiet zur Verfügung haben. Dies wird in Österreich über den Energiewirtschaftlichen Datenaustausch EDA [2] abgewickelt. Die dafür erforderlichen Berechnungsalgorithmen wurden implementiert, die Schnittstelle wurde jedoch für den Proof-of-concept nicht realisiert.

2.1.2 Kommunikation mit Anlagen im Feld

Die Möglichkeiten zur Kommunikation mit den Anlagen im Feld (A1, A2, B in Abbildung 1) sind die Basis für jedes virtuelle Kraftwerk und wurden daher eingehend untersucht. Ungefähr die Hälfte der Testanlagen wurde über eine Fernwirktechnik (FWT, bzw. remote technical unit, RTU) mit dem VPP verbunden. Diese Methode wird in Abbildung 2 veranschaulicht. Die lokale Steuerung (PLC) der Anlage bzw. das installierte Messgerät kommunizierte über Hardwaresignale mit der vor Ort installierten Fernwirktechnik. Als Hardwaresignale wurden 4-20 mA, potenzialfreie Kontakte und Impulse (S0-Schnittstelle) verwendet. Damit konnte die gesamte erforderliche Kommunikation sowohl in Überwachungsrichtung als auch in Steuerrichtung abgedeckt werden. Die Hardwaresignale wurden aufgrund von Überlegungen bezüglich der IKT-Sicherheit gewählt, technisch wäre eine direkte Anbindung der Anlagensteuerung an das hybrid-VPP über ein Fernwirkprotokoll ebenfalls möglich. Die FWT kommuniziert mit dem hybrid-VPP mittels Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104. Als Kommunikationsmedien wurden Mobilfunk (2G, 3G) und xDSL getestet. Da über öffentliche Netze kommuniziert wurde, wurde ein VPN-Tunnel zwischen den Servern von cyberGRID und den FWT aufgebaut.

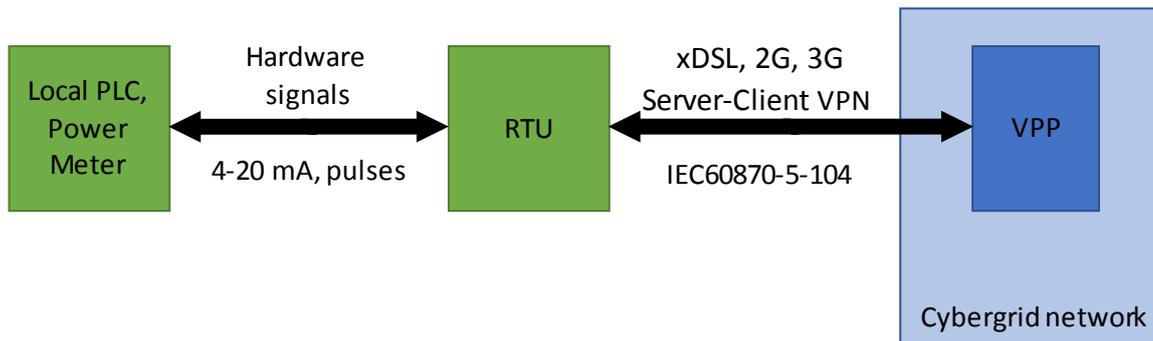


Abbildung 2: Direkte Kommunikation mit den Anlagen im Feld

Um Möglichkeiten zur Nutzung von Synergien durch das hybrid-VPP zu untersuchen, wurde im Proof-of-concept auch die periodische Messwertübertragung von Smart Metern über die Kommunikationssysteme und Messdatenverwaltung des Netzbetreibers getestet, wie in Abbildung 3 dargestellt. In diesem Fall muss keine RTU installiert werden, sondern es wird die bestehende Infrastruktur des Verteilnetzbetreibers verwendet. Das Smart Meter muss hierfür in der Lage sein, neben dem 15 min-Energiewerten auch Leistungsmesswerte im 1 min-Intervall an das Head End System des Verteilnetzbetreibers zu übertragen. Als Kommunikationsmedium wurde GPRS (2G) eingesetzt, wobei die Nutzung eines privaten Zugangspunkts (APN) des Verteilnetzbetreibers als Sicherheitsmaßnahme gewählt wurde. Die Kommunikation zwischen Smart Meter und Head End System erfolgte über das Protokoll DLMS [3]. Zwischen der Infrastruktur des Verteilnetzbetreibers und der Infrastruktur von cyberGRID wurde über Internet eine site-to-site VPN Verbindung aufgebaut. Als Schnittstelle wurde ein SOAP Webservice gemäß den Vorgaben des Herstellers des Head End Systems eingesetzt. Sofern das Smart Meter Schaltausgänge besitzt, könnte über diese Wege auch in Steuerrichtung kommuniziert werden. Dies wurde im Proof-of-concept nicht getestet, da keine entsprechenden Zähler zur Verfügung standen.

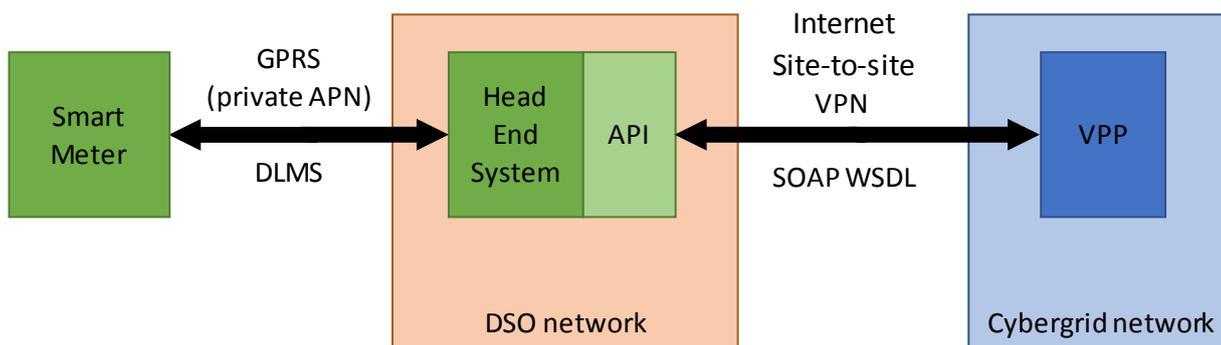


Abbildung 3: Kommunikationswege zur Integration von Smart-Meter-Messdaten über das Head-End-System des Verteilnetzbetreibers

2.1.3 Fernwirktechnik

Wie im Kapitel 2.1.2 erläutert, wurde eine Fernwirktechnik eingesetzt, um über unterschiedliche Kommunikationswege mit den verteilten Flexibilität im Feld zu kommunizieren. Die Fernwirktechnik, welche an einigen Testanlagen angeschlossen werden konnte und auch für die Labortests eingesetzt wurde, ist in Abbildung 4 dargestellt. Die wesentlichsten Elemente sind die SPS und das Modem (je nach Kommunikationsnetz), weiters sind unterschiedliche Betriebsmittel für Versorgung, Potenzialtrennung und Schutz vorgesehen. Um der industriellen Einsatzumgebung Rechnung zu tragen, ist die Fernwirktechnik in einem kompakten, spritzwassergeschützten Stahlschrank verbaut.

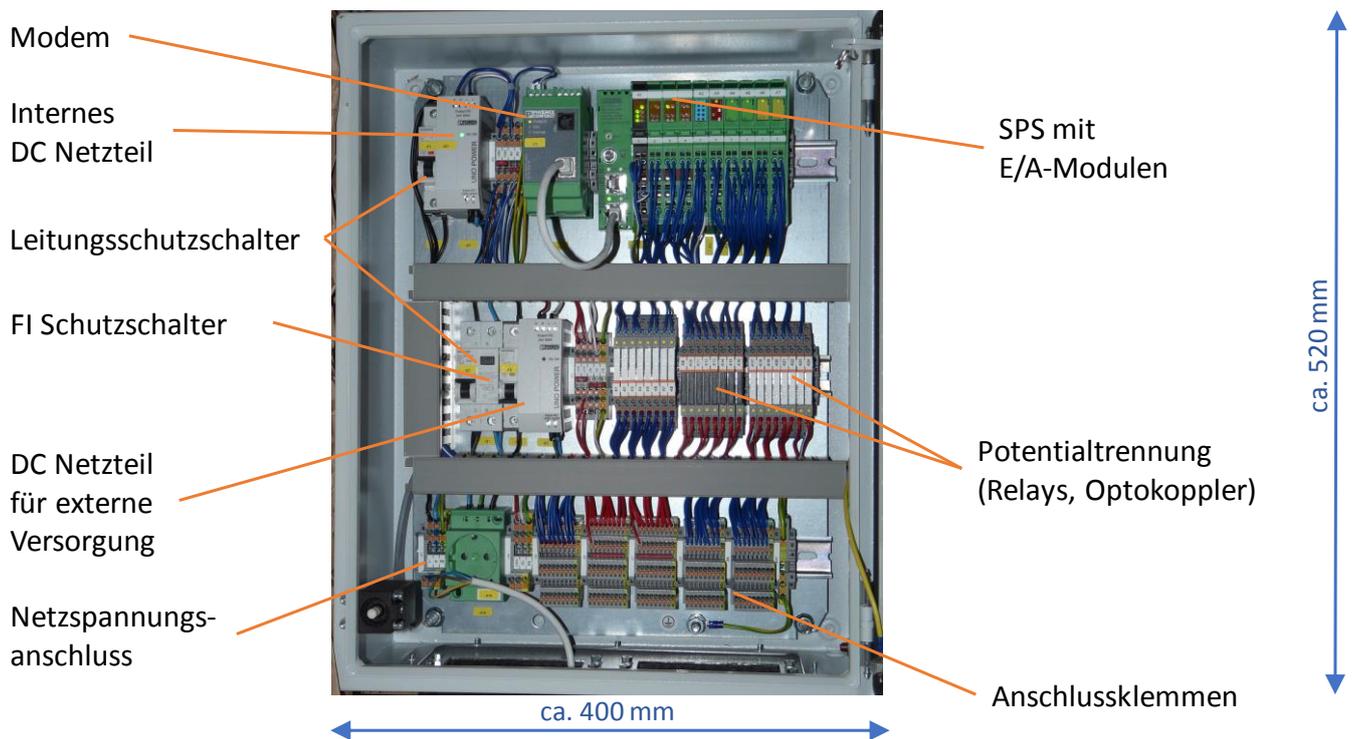


Abbildung 4: Fernwirktechnik zur Kommunikation mit Anlagen im Feld

2.1.4 Funktionale Module des hybrid-VPP Proof-of-concept

Das hybrid-VPP Proof-of-concept System baut auf der bestehenden Software cyberNOC® von cyberGRID auf, welche um die projektrelevanten Module erweitert wurde. In diesem Kapitel erfolgt eine kurze Vorstellung einiger wesentlicher Module des Systems. cyberNOC® kann als VPP-Lösung sowohl für Erzeugungsanlagen als auch für Verbraucher eingesetzt werden. Das System wird auf einem Server oder in einer Cloud installiert und bietet Client-Zugang via Internetbrowser.

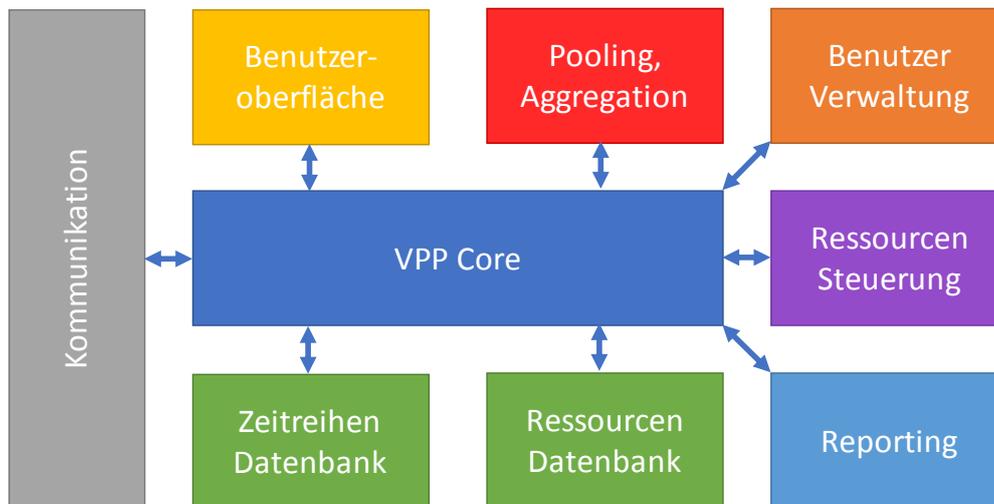


Abbildung 5: Überblick über die wichtigsten funktionalen Module der cyberNOC®

2.1.4.1 Benutzeroberfläche

Die grafische Benutzeroberfläche (Frontend) erlaubt dem Operator, aber auch allen anderen Nutzern mit Zugangsberechtigung, eine Überwachung des VPP-Betriebs. Es werden nur Funktionen und Daten angezeigt, für die der jeweilige Benutzer eine Berechtigung eingetragen hat. Ein Industriebetrieb könnte z.B. seinen eigenen Stromverbrauch überwachen, nicht jedoch die Profile anderer Anlagen im Pool einsehen.

Im Aufbau besteht die Benutzeroberfläche (Abbildung 6) aus einem Navigationsbereich (rechts), der Dashboard-Konfigurationsleiste (oben) sowie dem eigentlichen Dashboard. Im Navigationsbereich kann der Benutzer zwischen unterschiedlichen Menüpunkten wählen, z.B. „Märkte“, „Anlagen“, „Alarmer“ oder „Einstellungen“. Das Dashboard dient zur Anzeige des jeweils gewählten Inhalts, welcher vom Benutzer mithilfe der Konfigurationsleiste auf den eigenen Bedarf eingestellt werden kann. Der Benutzer kann mittels Drag&Drop Widgets auf das Dashboard ziehen und innerhalb der Widgets Einstellungen tätigen. Als Widgets stehen u.a. die Leistungsüberwachung („Chart“) von Einzelanlagen oder Pools, eine geografische Anzeige der Flexibilitäten eines Pools („Map“), die Angabe der verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten eines Pools („Power“), eine Liste der letzten Aktivierungen („Activations“), eine Merit Order oder die Aktivierungsüberwachung („Activations“) zur Verfügung. Bei den einzelnen Widgets können Detaileinstellungen getätigt werden, wie Wahl eines Pools oder einer Einzelanlage oder Wahl des Zeitbereichs für die Anzeige. Über die Benutzeroberfläche können bei entsprechender Berechtigung auch Zeitreihen heruntergeladen oder akzeptierte Angebote hochgeladen werden.

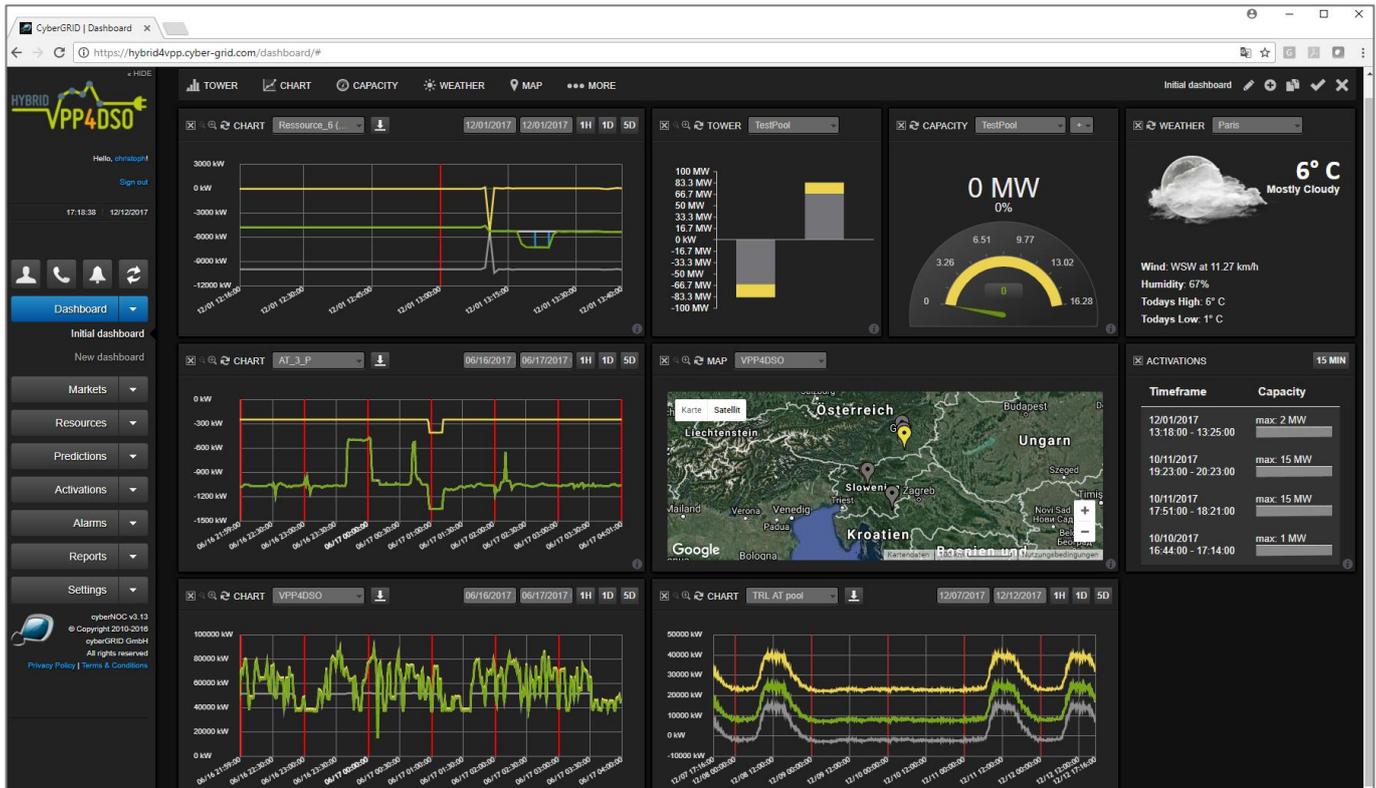


Abbildung 6: Die Benutzeroberfläche des Proof-of-concept Systems (Screenshot des Browserfensters). Datenfelder, die Rückschlüsse auf einzelne Anlagen ergeben würden, wurden zur Anonymisierung mit Platzhaltern oder Codes versehen.

2.1.4.2 Kommunikation

Die Kommunikationsmodule dienen der Etablierung und Aufrechterhaltung der Kommunikationskanäle sowie dem tatsächlichen Datenaustausch zwischen hybrid-VPP und FWT sowie anderen Systemen. Im Proof-of-concept werden zwei Protokolle voll unterstützt: IEC 60870-5-104 (IEC104, siehe Abbildung 7) und die Webservice Anbindung an das Smart-Meter Head-End System (DLMS). Zusätzlich können Schaltbefehle auch per SMS oder E-Mail ausgesandt werden. Die Konfiguration der Kommunikationsschnittstellen erfolgt für jede Anlage getrennt über die Benutzeroberfläche (Abbildung 7) im Menüpunkt Anlagen (Resources). Folgende Daten können zwischen hybrid-VPP und den Flexibilitäten im Feld ausgetauscht werden:

in Überwachungsrichtung:

- Leistungsmesswert (in MW)
- positive und negative Verfügbarkeit (0/1)
- positive und negative Flexibilität (in MW)
- Schaltbestätigung (0/1)

in Steuerrichtung:

- Aktivierung Start (0/1)
- Aktivierung Ende (0/1)
- Leistungsvorgabe (Sollwert in MW)

← → ↻ **Sicher** | <https://hybrid4vpp.cyber-grid.com/resources/edit/22> 🔍 🗨️ ☆ G 👤 🗨️ ⋮

⏏ HIDE

👤 📞 📧 🔄

Dashboard ▾

Markets ▾

Resources ▾

View resource facilities

Edit resource facility

View facility devices

View resource accounts

View balance groups

Regions

Predictions ▾

Activations ▾

Alarms ▾

Reports ▾

Settings ▾

🗨️

cyberNOC v3.13
© Copyright 2010-2018
cyberGRID GmbH
All rights reserved
[Privacy Policy](#) | [Terms & Conditions](#)

– Resource communication

Metering protocol
IEC104
Choose the metering protocol

Communication failure delay
35
Seconds before resource shows error and triggers alarm (-1 if never)

IP
10.20.4.211

Port
2404

Metering tag
01-c8-00-04-11
Enter the metering tag for reading the metering data

Meter type
Power meter ▾

Conversion constant
0.001
Multiplication factor that converts the metered value

ADD A COUNTER

Activation protocol
IEC104
Choose activation protocol

Setpoint type
Absolute setpoint ▾

IEC104 activation tag
01-c8-00-1f-69
Enter the IEC104 tag for writing the activation setpoint

ON activation tag
01-c8-00-17-99
Enter the ON activation tag

OFF activation tag
01-c8-00-17-99
Enter the OFF activation tag

Acknowledgement tag
01-c8-00-23-51
Enter the IEC104 Acknowledgement tag

Secondary activation protocol
SMS
Choose secondary activation protocol

+ Peak

– Product data

Positive nominal capacity
4.559
Positive nominal capacity in MW

Negative nominal capacity
5.451
Negative nominal capacity in MW

Minimum capacity for curtailment
0.0
Enter minimum value for which resource can be activated in MW

Excess activation margin
0.0
Enter the amount of excess activation needed in MW

Resource pool
TestPool ▾

ADD

Baseline Type
Moving average ▾

Positive tolerance
Positive tolerance in MW

Negative tolerance
Negative tolerance in MW

+ Fee

Abbildung 7: Beispiel der Kommunikationsparametrierung für eine Flexibilität im Proof-of-concept System

Zu den Aufgaben der Kommunikationsmodule gehören auch die Datenverbindungen mit den Netzbetreibern, Stromhändlern und weiteren Marktteilnehmern, welche im Projekt teilweise vorbereitet wurden.

2.1.4.3 Pooling und Aggregation

Die cyberNOC ordnet jede flexible Ressource einem Pool zu, diese Zuordnung kann je nach Bedarf dynamisch geändert werden. Es ist jedoch jede Ressource stets nur genau einem Pool zugeordnet, während ein Pool mehrere Ressourcen aggregieren kann. Die wesentlichsten Aufgaben des Aggregationsmoduls bestehen in der Ermittlung der folgenden aufsummierten Poolwerte in Echtzeit:

- Leistungsmesswert
- Arbeitspunkt (Baseline)
- Aktivierung (physikalische Lieferung von flexibler Leistung)
- Verfügbarkeit für Aktivierung
- Positive Flexibilität (in MW, relativ oder absolut), d.h. oberer Regelbereich
- Negative Flexibilität (in MW, relativ oder absolut), d.h. unterer Regelbereich

2.1.4.4 Ressourcensteuerung

Das Modul zur Ressourcensteuerung berechnet den Arbeitspunkt und die aktivierte Leistung („Aktivierung“) für jede Ressource in Echtzeit. Die Aktivierung ist definiert als die Differenz aus Leistungsmesswert und Arbeitspunkt und kann positive und negative Werte aufweisen. Eine negative Aktivierung bedeutet, dass Leistung aus dem System entzogen wird.

$$\text{Aktivierung} = \text{Leistungsmesswert} - \text{Arbeitspunkt}$$

Gleichung 1

Der Arbeitspunkt ist die Referenz für die Berechnung der aktivierten Leistung. Die Berechnungsmethoden für den Arbeitspunkt sind landesspezifisch und manche Marktbetreiber erlauben auch unterschiedliche Berechnungsmethoden in einem Pool. Ein Überblick über die Thematik wurde im EU-Projekt FutureFlow [4] erarbeitet. Alle Arbeitspunkte werden kontinuierlich und simultan für jede Ressource berechnet.

Für den Proof-of-concept waren insbesondere zwei Methoden zur Ermittlung des Arbeitspunkts relevant:

- In Österreich wurde der letztgültige Leistungsmesswert vor Aussenden eines Schaltbefehls als konstanter Arbeitspunkt für diese Ressource herangezogen. Der Arbeitspunkt wurde von Beginn der Aktivierung bis einschließlich 10 min nach Ende der Aktivierung konstant gehalten. Wenn aktuell keine Aktivierung vorliegt, dann ist der Arbeitspunkt identisch mit dem Leistungsmesswert. Durch diese Methode kann die Berechnung der Aktivierung in jedem Zeitpunkt direkt gemäß Gleichung 1 erfolgen.
- In Slowenien wurde der Arbeitspunkt für jede Minute neu berechnet, basierend auf den Messwerten der letzten vier Wochen, wobei zwischen Werktagen und Wochenende unterschieden wurde. Wie in Abbildung 8 ersichtlich, wird bei dieser Methode auch bei guter Näherung die

Differenz zwischen Messwert und Arbeitspunkt auch außerhalb des Aktivierungszeitraums nur selten null ergeben. Gleichung 1 kann daher nur während einer Aktivierung angewandt werden.

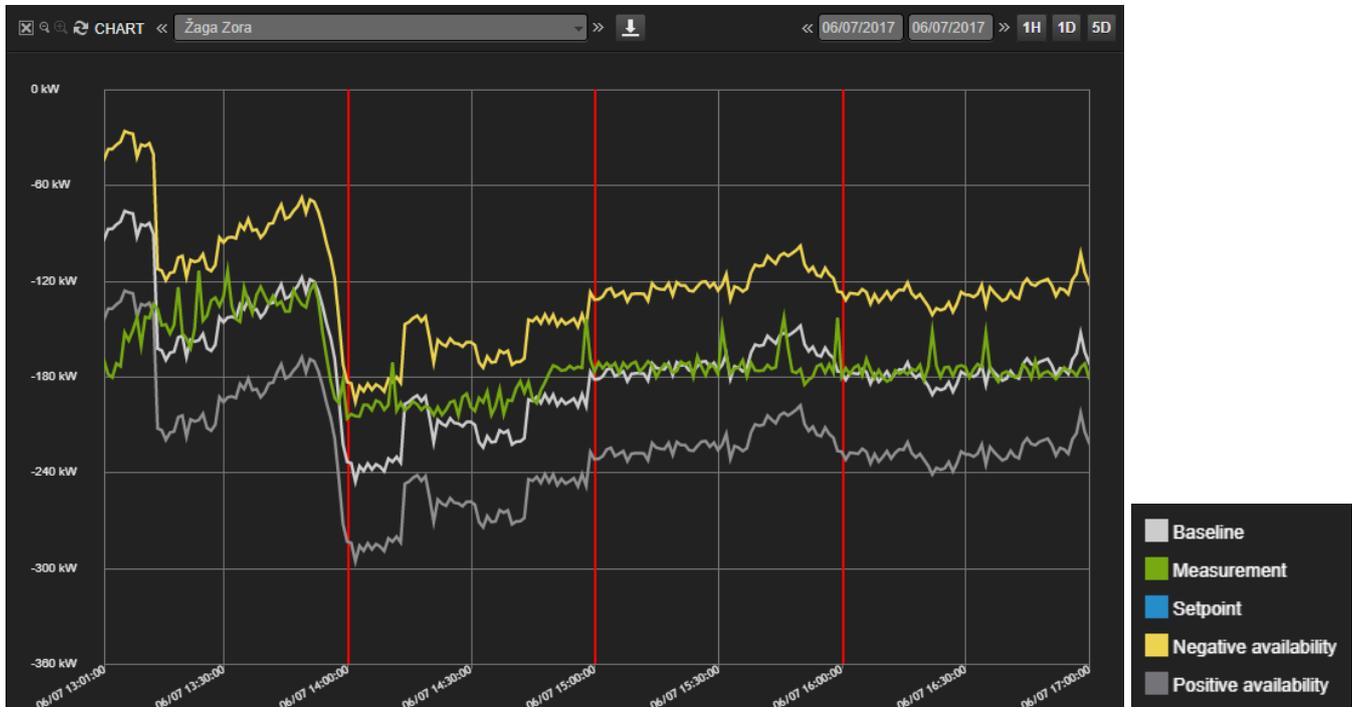


Abbildung 8: Beispiel für die Berechnung des Arbeitspunkts (weiße Linie) bei einer Ressource in Slowenien

Eine weitere wichtige Aufgabe der Ressourcensteuerung stellt die De-Aggregation von Schaltbefehlen dar. Das hybrid-VPP empfängt Leistungsvorgabewerte für Aktivierungen je Pool und muss diese auf die einzelnen Ressourcen aufteilen, sodass die Schaltrestriktionen jeder Ressource berücksichtigt werden und zugleich ein kostenoptimaler Abruf der verfügbaren Ressourcen erfolgt. Der Optimierungsalgorithmus ist im Hintergrund nach unterschiedlichen Zielgrößen (z.B. minimale Kosten, gleichmäßiger Ressourceneinsatz etc.) konfigurierbar.

Zusätzlich kann das Verhalten jeder Ressource während der Aktivierungen überwacht werden. Im Falle von Untererfüllung der angeforderten Aktivierung werden automatisch Gegenmaßnahmen eingeleitet und ein Alarm an den Operator ausgegeben.

2.1.4.5 Reporting

Das Reporting hat die Aufgabe, für jede Ressource die 15-min-Mittelwerte der abrechnungsrelevanten Daten zu ermitteln und diese anderen Marktteilnehmern in geeignetem Format zur Verfügung zu stellen. Eine weitere Aufgabe ist die Aggregation der Aktivierungen relevanter Pools nach Netzbetreiber und

Bilanzgruppen. Dieses Modul wurde im Proof-of-concept vorbereitet, jedoch nur gegenüber simulierten Marktteilnehmern getestet.

2.1.4.6 Benutzerverwaltung

Die Benutzerverwaltung teilt jedem eingerichteten Benutzer individuelle Rechte zu. Gemäß der Idee der Mandantenfähigkeit nutzen alle Benutzer parallel dieselbe Softwareinstanz, haben jedoch unterschiedliche Zugriffsrechte und können verschiedene Funktionen aufrufen.

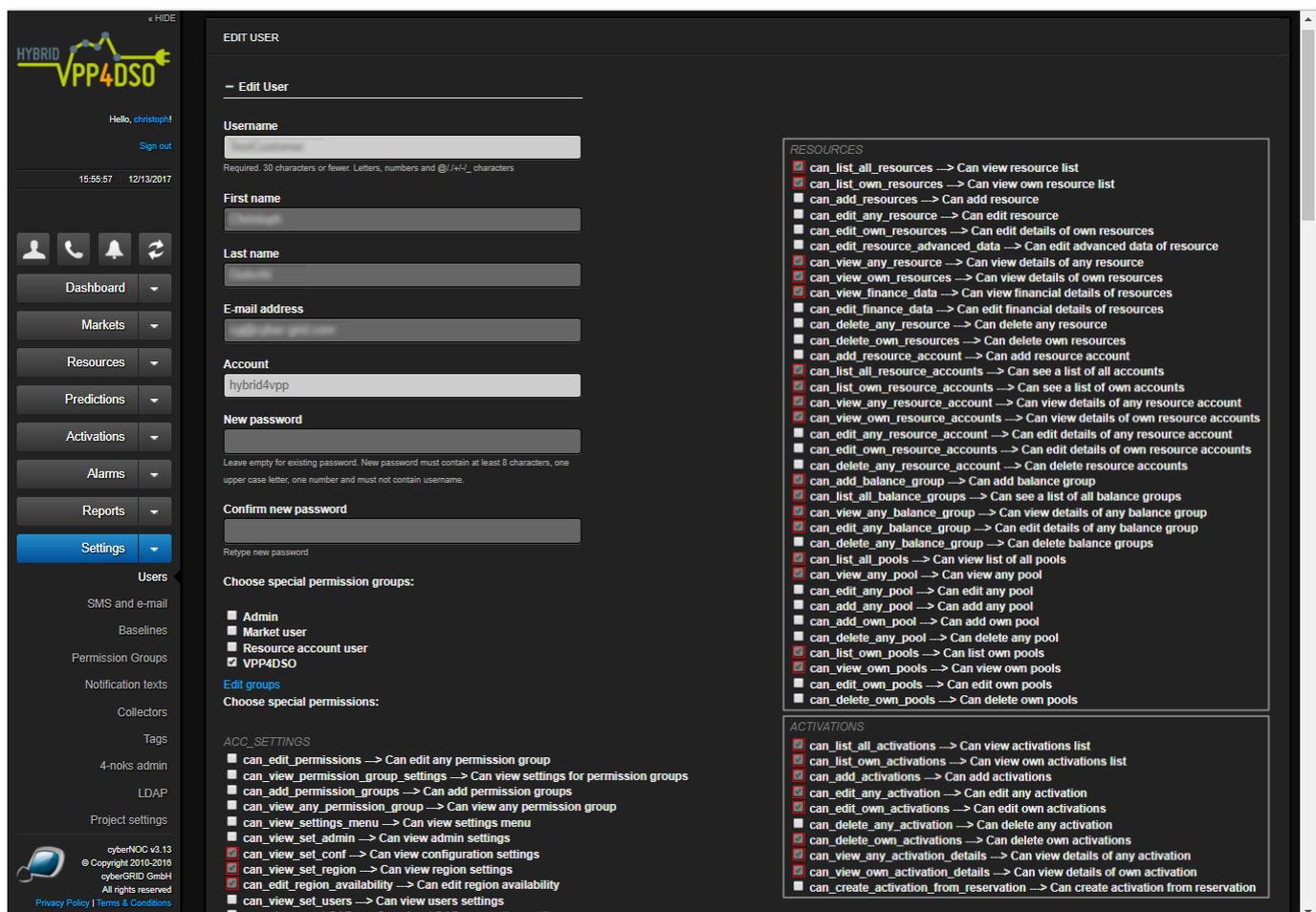


Abbildung 9: Benutzerverwaltung im hybrid-VPP

Abbildung 9 zeigt einen Ausschnitt aus der Benutzerverwaltung des Proof-of-concept Systems. Mit Hilfe der Zuordnung unterschiedlicher Rechte über die Benutzerverwaltung, welche im Rahmen des Projektes deutlich erweitert wurde, konnten maßgebliche Eigenschaften und Erfordernisse des hybrid-VPP ermöglicht werden. Hierfür wurden im Proof-of-concept neue Rechte implementiert.

Ein Netzbetreiber kann beispielsweise alle physikalischen Daten der seinem Netz zugeordneten Ressourcen einsehen, hat aber keinen Zugang zu marktrelevanten Informationen (Poolzuordnung der Ressourcen, Angebote, Abrechnungspreise etc.). Ein Netzbetreiber kann entsprechend dem hybrid-VPP Konzept Aktivierungsfahrpläne übergeben und regionale (Nicht-)Verfügbarkeiten setzen.

Ein Anlagenbetreiber kann wiederum alle relevanten Daten für seine eigenen Anlagen einsehen und Zeitpläne für deren (Nicht-)Verfügbarkeiten anlegen, hat jedoch keinen Zugang zu den Daten anderer Ressourcen und kann auch keine Aktivierungen starten.

2.1.4.7 Datenbanken und Ressourcenverwaltung

Die Datenbanken verwalten relevante Daten für den Betrieb des hybrid-VPP und speichern diese für die in den Marktregeln vorgesehenen Zeiträume (z.B. bis zum zweiten Clearing). Es werden zwei getrennte Datenbanken betrieben.

Die **Ressourcendatenbank** speichert aller relevanten Ressourcenstammdaten, wie maximale Regelbereiche, Schaltrestriktionen, Kontaktdaten, Preisdaten oder Kommunikationsparameter. Diese Daten werden nur selten geändert aber oftmals ausgelesen.

Die **Zeitreihendatenbank** speichert in kurzen Intervallen (z.B. 1 min) das physikalische Verhalten jeder Ressource (Messwerte, Arbeitspunkt, Aktivierung) und die aktuelle Poolzuordnung. Diese Daten werden regelmäßig geschrieben und seltener ausgelesen.

Der Zugriff auf die Ressourcendatenbank wird über die Benutzeroberfläche ermöglicht (Abbildung 10). Im Menüpunkt „Anlagen“ kann der Benutzer bei entsprechender Berechtigung den Status der Ressourcen anzeigen, neue Ressourcen anlegen oder bestehenden Ressourcen parametrieren.

RESOURCES / FACILITIES

ADD RESOURCE FACILITY

Nr. of lines: 10 20 50 100

Resource facility name	Resource account	Resource pools	Region	Power	Positive capacity	Negative capacity	Type	Activation count D: W: M: Y:	Process status	SF	SFA	FR	Online
AT_1	hybrid4vpp	VPP4DSO	Stmk Sued	80.0 MW	60.0 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
AT_2_P	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.8 MW	0.0 MW	1.26 MW	Generator	0 0 0 1	🔒	-	-	0.0%	🔄
AT_2_Q	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.8 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
AT_2_U23	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	35.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
AT_3_P	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.34 MW	0.0 MW	0.94 MW	Generator	0 0 0 1	🔒	-	-	0.0%	🔄
AT_3_Q	hybrid4vpp	VPP4DSO	Steiermark	1.34 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
...	...	VPP4DSO	Črnomelj	1.0 MW	0.01 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	100.0%	🔄
...	...	TRL AT pool	Stmk Nord-West	25.1 MW	10.0 MW	15.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	100%	100%	0.0%	🔄 Disable
...	...	VPP4DSO	Šiška	0.3 MW	0.05 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
...	...	VPP4DSO	Črnomelj	0.1 MW	0.01 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
...	...	VPP4DSO	Šiška	0.3 MW	0.05 MW	0.0 MW	Consumer	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
Resource_4 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Stmk Nord-West	20.0 MW	5.799 MW	2.772 MW	Generator	0 0 0 24	🔒	-	-	0.0%	🔄
Resource_5 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Steiermark	32.0 MW	5.0 MW	4.0 MW	Consumer	0 0 0 19	🔒	-	-	0.0%	🔄
Resource_6 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Stmk Sued	20.0 MW	4.559 MW	5.451 MW	Generator	0 0 1 12	🔒	-	-	0.0%	🔄
Resource_7 (PLC Simulation)	cyberGRID GmbH	TestPool	Stmk Nord-Ost	12.0 MW	3.547 MW	6.963 MW	Generator	0 0 0 9	🔒	-	-	0.0%	🔄
...	...	VPP+	Steiermark	1.8 MW	0.0 MW	0.0 MW	Generator	0 0 0 0	🔒	-	-	0.0%	🔄
...	...	VPP4DSO	Črnomelj	0.3 MW	0.05 MW	0.05 MW	Consumer	0 0 0 2	🔒	-	-	0.0%	🔄

Abbildung 10: Ressourcenverwaltung über die Benutzeroberfläche

2.1.5 Integration des Ampelsystems des Verteilnetzbetreibers

Das Ampelsystem erlaubt dem Verteilnetzbetreiber die Definition regionaler (Nicht-)Verfügbarkeiten getrennt nach positiver und negativer Richtung, dies wird im Bericht D3 [5] detailliert erläutert und simuliert. Im Proof-of-concept wurde jeder Ressource eine zusätzliche Eigenschaft „Region“ zugewiesen. Eine Region kann einen Netzknoten bis zu einem gesamten Verteilnetz umfassen, hat jedoch mindestens eine Ressource zugeordnet. Die Region kann auch in Unter-Regionen unterteilt werden. Die Verteilnetzbetreiber haben die Möglichkeit, diesen Regionen Verfügbarkeitsfahrpläne zuweisen, was im Proof-of-concept über internetbasierten Zugang realisiert wurde. Der aktuelle Status der Verfügbarkeit wird für jede Region (Abbildung 11) und jede Ressource (Abbildung 10) in der Benutzeroberfläche angezeigt. Wie aus Abbildung 12 ersichtlich, kann der Benutzer regionale Fahrpläne für die Verfügbarkeit definieren, wobei sowohl zwischen positiv und negativ als auch zwischen teilweiser Verfügbarkeit (gelbe Phase) und totaler Nichtverfügbarkeit (rote Phase) unterschieden wird. Die Verfügbarkeit kann in Prozent der maximalen Flexibilität gemäß Ressourcendatenbank eingegeben werden. Das Modul zur Ressourcenverwaltung ermittelt das Minimum aus den regionalen und individuellen Verfügbarkeitsmeldungen.

REGIONS

ADD NEW Nr. of lines: **10** 20 50 100

Region Name	Parent Region
Šiška	-
Črnomelj	-
Steiermark	-
Stmk Sued	Steiermark
Stmk Nord-Ost	Steiermark
Stmk Nord-West	Steiermark

● / ✂ ✖ available

● / ✂ ✖ partly available

● / ✂ ✖ not available

Abbildung 11: Verwaltung der Regionen im hybrid-VPP

SETTINGS / REGIONS

Region Name
Stmk Nord-West

Parent Region
Steiermark

Data tag
Enter tag in format: XXXXX or XX-XX-XX-XX-XX

Timetable ↓ ADD

Start time	End time	Avail. [%]
05/11/2017 16:02:00	05/11/2017 17:01:00	50.0 +/-
12/13/2017 16:32:00	12/13/2017 18:00:00	0.0 +/-
12/14/2017 00:00:00	12/14/2017 06:00:00	25.0 +
12/14/2017 14:00:00	12/14/2017 21:45:00	60.0 -

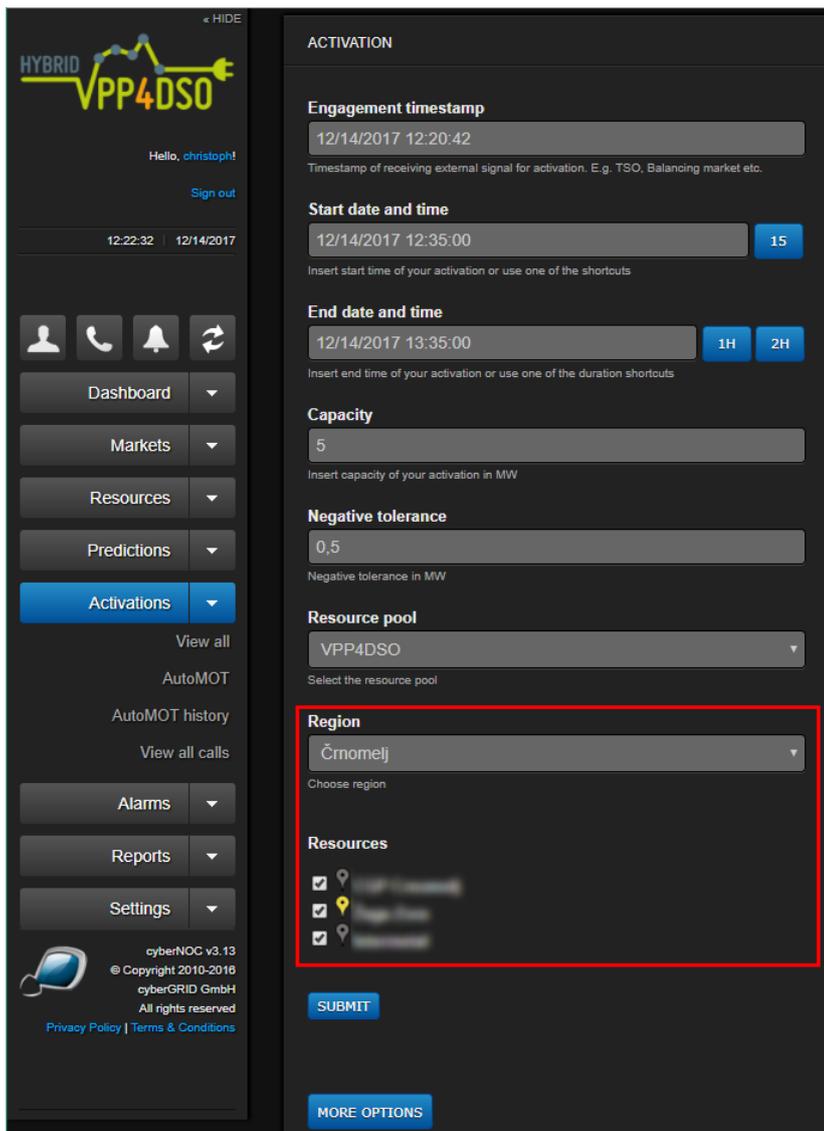
SHOW MORE

SAVE CANCEL

Eine direkte IKT-Verbindung mit der Infrastruktur des Verteilernetzbetreibers wäre technisch machbar gewesen, von den Netzbetreibern war im Rahmen des Proof-of-concept jedoch die manuelle Eingabe als adäquat empfohlen worden. In einem Demo-System oder Produktsystem könnten diese Verfügbarkeitsfahrpläne automatisiert über ein Webservice übergeben werden.

Abbildung 12: Eingabe von Verfügbarkeitsfahrplänen

2.1.6 Regional begrenzte Aktivierungen



Gemäß des hybrid-VPP Konzepts hat der Netzbetreiber in der „roten Phase“ das Recht, regional begrenzte Aktivierungen anzufordern. Das hybrid-VPP wird diese Aktivierungen durchführen, in dem es nur Ressourcen aktiviert, welche im betreffenden Netzbereich angeschlossen sind.

Diese zentrale Funktionalität wurde im Proof-of-concept System in der Form implementiert, dass die Pools auch nach dem neuen Ressourcenparameter „Region“ (siehe Kapitel 2.1.6) gefiltert werden können. Der Benutzer kann im Proof-of-concept manuell die Region der Aktivierung eingeben und bekommt auch die dort verfügbaren Ressourcen angezeigt (Abbildung 13). In einem Produktivsystem könnte diese Detailspezifikation „Region“ als zusätzliches Datenfeld in der Aktivierungsanforderung automatisiert übergeben werden.

Abbildung 13: Eingabe regional begrenzter Aktivierungen im Proof-of-concept mit Anzeige der in der Region verfügbaren Ressourcen und Möglichkeit zu weiteren Einschränkung individueller Ressourcen per Auswahlfeld.

2.2 Erfahrungen aus dem Testbetrieb

2.2.1 Testschaltungen

Eine wesentliche Aufgabe des Proof-of-concept waren Testschaltungen, welche zuerst mit Laboranlagen und anschließend auch mit realen Ressourcen durchgeführt wurden. In diesem Kapitel werden die Testschaltungen und deren Auswertung anhand von zwei Beispielen erläutert. Die Testschaltungen mit realen Ressourcen dienen vor allem zur Validierung der Simulationsergebnisse (siehe Kapitel 4) und wurden nach vorhergehender Absprache mit den Anlagenbetreibern halbautomatisch durchgeführt. D.h. das System generierte eine Nachricht (SMS oder E-Mail) an den Anlagenbetreiber, welcher daraufhin manuell den Schaltvorgang durchführte. Die Erfassung von Wirkleistung, Blindleistung und Spannungen erfolgte wiederum automatisiert über die Fernwirktechnik.

Die Testschaltungen von Laborgeräten wurden vollautomatisch durchgeführt und demonstrierten die technische Funktionalität des Proof-of-concept bzw. dienten zum Aufzeigen von Schwachstellen und Verbesserungsbedarf. Die wesentlichste Erkenntnis aus den vollautomatischen Testschaltungen war, dass die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit mancher Kommunikationswege überschätzt wurde (siehe Kapitel 2.2.2) und Befehle teilweise nicht übertragen werden konnten. Aus dieser Erkenntnis wurde abgeleitet, dass die Befehlsbestätigung (Handshaking) für ein Produktivsystem verbessert werden muss.

2.2.1.1 Auswertung von Testschaltungen

Ein wesentlicher Zweck der Testschaltungen ist die Bewertung der Fähigkeit der untersuchten Anlagen zur Lieferung von Regelleistung bzw. anderen Systemdienstleistungen. Bei den Testschaltungen wird daher der Verlauf der Wirkleistung protokolliert und mit dem idealen Verlauf verglichen. Die wesentlichen Bewertungskriterien sind in Abbildung 14 dargestellt. Die Anlagen sollen dem Sollwert möglichst gut folgen können, d.h. die mittlere Leistung bei eingeschwungener Schaltung sollte innerhalb des Toleranzbereichs liegen, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben wird. Die Anfahrtdauer und Rückfahrdauer sollte jeweils geringer als die Aktivierungszeit (full activation time, FAT) sein, welche bei Tertiärregelung (mFRR) in der Größenordnung von 10 – 15 min liegt. Überschwingen und Unterschwingen, auch als Rebound-Effekt bekannt, sollte durch die Wahl einer dämpfenden Reglerparametrierung möglichst vermieden werden. In der Praxis ist der Rebound-Effekt jedoch bei manchen Technologien nicht vermeidbar. Der in Abbildung 14 dargestellte Arbeitspunkt wird als der Messwert definiert, welcher bei Aussenden des Start-Befehls aktuell vorliegend war. Diese Methode ist in Österreich vorherrschend, in Slowenien werden andere Methoden verwendet (vgl. Kapitel 2.1.4.4 und 2.2.1.3).

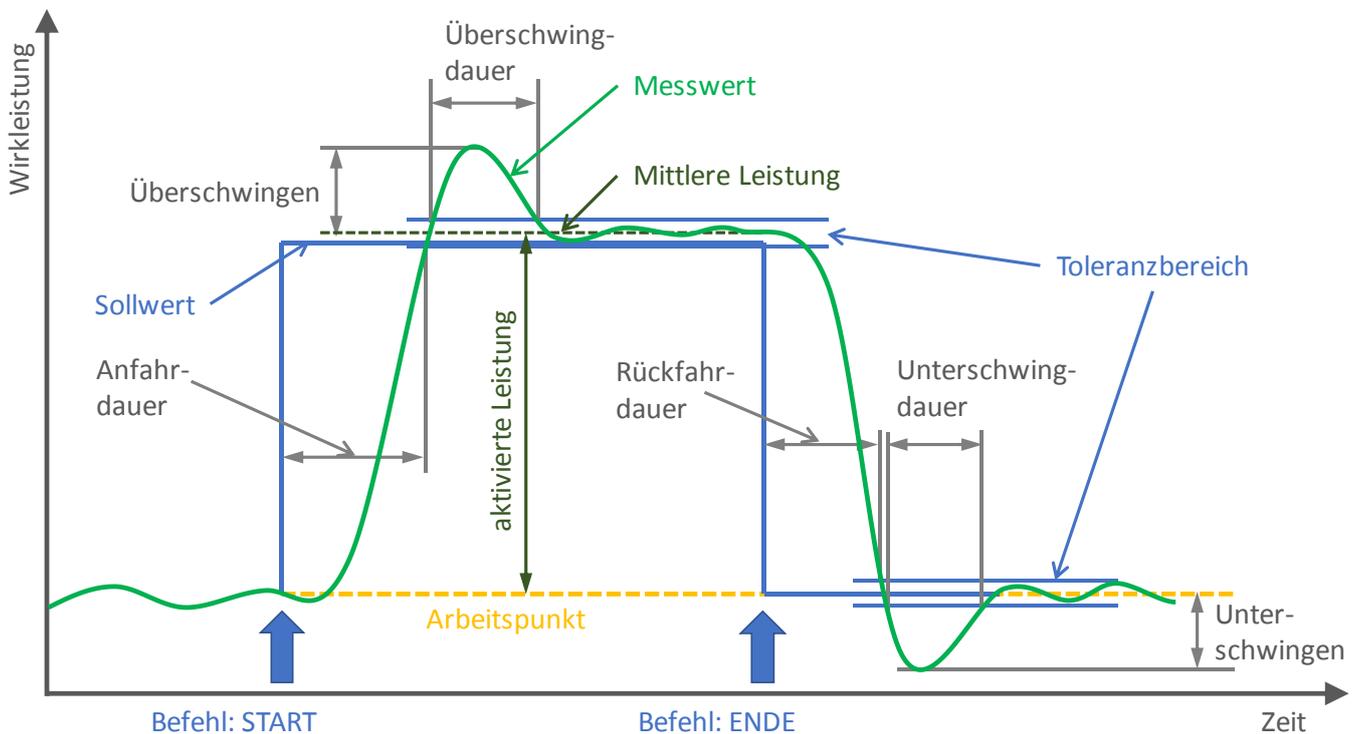


Abbildung 14: Erläuterung der Kenngrößen des Verlaufs der Wirkleistung bei einer Aktivierung

Anlagen, welche in einer Reihe von Testschaltungen ein vorhersehbares Verhalten zeigen und den technischen Marktanforderungen entsprechen, könnten direkt zur Regelleistungslieferung herangezogen werden. Werden die Anforderungen nur teilweise erfüllt, oder zeigt die Anlage kein ausreichend zuverlässig reproduzierbares Verhalten, dann könnte eine aggregierte Nutzung in einem Pool erfolgen.

2.2.1.2 Beispiel einer Testschaltung in der Steiermark

Bei zwei Einspeisern, die am selben Netzknoten hängen, wurde eine Abschaltung eines Einspeisers durchgeführt und analysiert. Anhand dieser Testschaltung werden die relevanten Parameter erläutert.

Bei den Testschaltungen wird zwischen Vollabschaltung und Teillastschaltung unterschieden. Bei vielen Ressourcen sind die Teillastschaltungen häufiger bzw. relevanter, da die Anlagen aus technischen Gründen keine Vollabschaltung durchführen können. Anlagen, die ausschließlich eine Vollabschaltung unterstützen (Ein-Aus-Betrieb), bringen in einem Pool den Nachteil, dass ein Sollwert nicht ausgeregelt werden kann. Für die genaue Einstellung und Ausregelung von Sollwerten müssen in einem Pool einige variabel steuerbare Ressourcen vorhanden sein. In der Praxis erlaubt der Übertragungsnetzbetreiber APG bei Tertiärregelung zu jedem Zeitpunkt der angeforderten Lieferung eine maximale Abweichung der Aktivierung von 3% der Angebotsgröße. In der Regel sind Erzeugungsanlagen teillastfähig, bei schaltbaren Verbrauchern ist dies nur selten der Fall.

Exemplarisch wird hier ein Fall ausgewertet, in dem zwei parallele Erzeuger an einem Netzknoten gemeinsam eine Aktivierung durchführen. Der gemessene Verlauf von Leistungen und Spannung am Einspeisepunkt wird in Abbildung 15 dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Leistungsänderung sehr rasch durchgeführt wurde, sowohl die Aktivierung als auch die Deaktivierung wären von der Änderungsgeschwindigkeit ausreichend für Tertiärregelung und sogar Sekundärregelung. Der vorgegebene Sollwert kann mittelfristig ausreichend gut ausgeregelt werden, es treten aber sowohl bei der Aktivierung (Einspeiser AT2) als auch bei der Deaktivierung (Einspeiser AT3) deutliche Überschwingvorgänge auf, welche sowohl in der Leistung als auch der Dauer signifikant sind. Dieses Überschwingen müsste durch Änderung der Regelparameter in der lokalen Kraftwerkssteuerung minimiert werden, wenn eine Prä-Qualifikation für Regelleistungslieferung angestrebt wird.

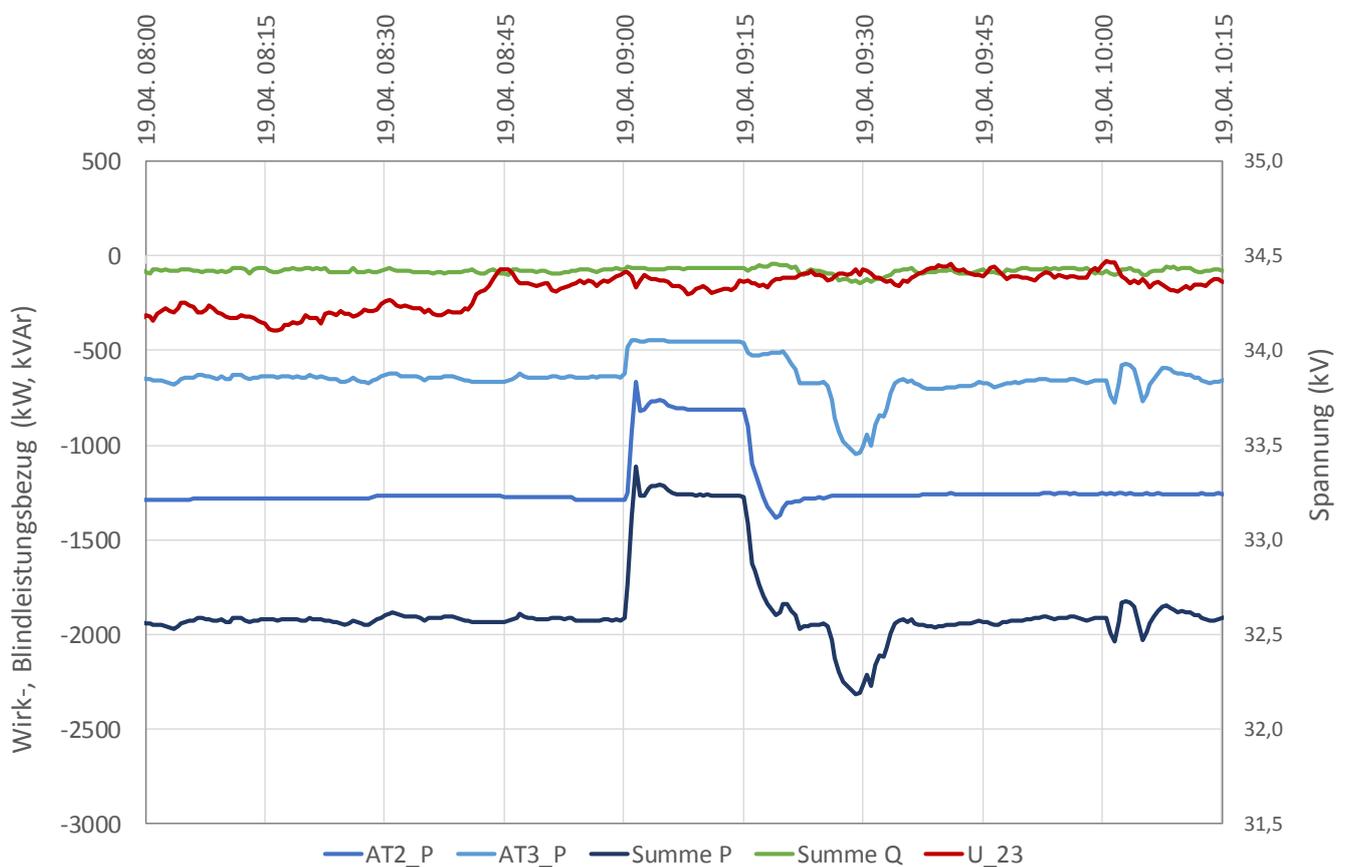


Abbildung 15: Negative Aktivierung von zwei Einspeisern am selben Netzknoten (Schaltung auf Teillast). Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.

Zusätzlich lassen die Messwerte erkennen, dass die Einspeiser nur sehr wenig Blindleistung einspeisen ($\cos(\varphi) \approx 0,999$), die Einspeiser könnten also durch Blindleistungslieferung Einfluss auf die Netzspannung nehmen, sofern dies vom Verteilernetzbetreiber angefordert werden sollte.

Abbildung 16 zeigt eine Gegenüberstellung der gemessenen Netzspannung gegenüber der eingespeisten Leistung. Man erkennt, dass die eingespeiste Leistung nicht den Haupteinflussfaktor für die Netzspannung am Einspeiseort darstellt. Auch unmittelbar während der Aktivierung ist nur eine geringe Netzrückwirkung erkennbar.

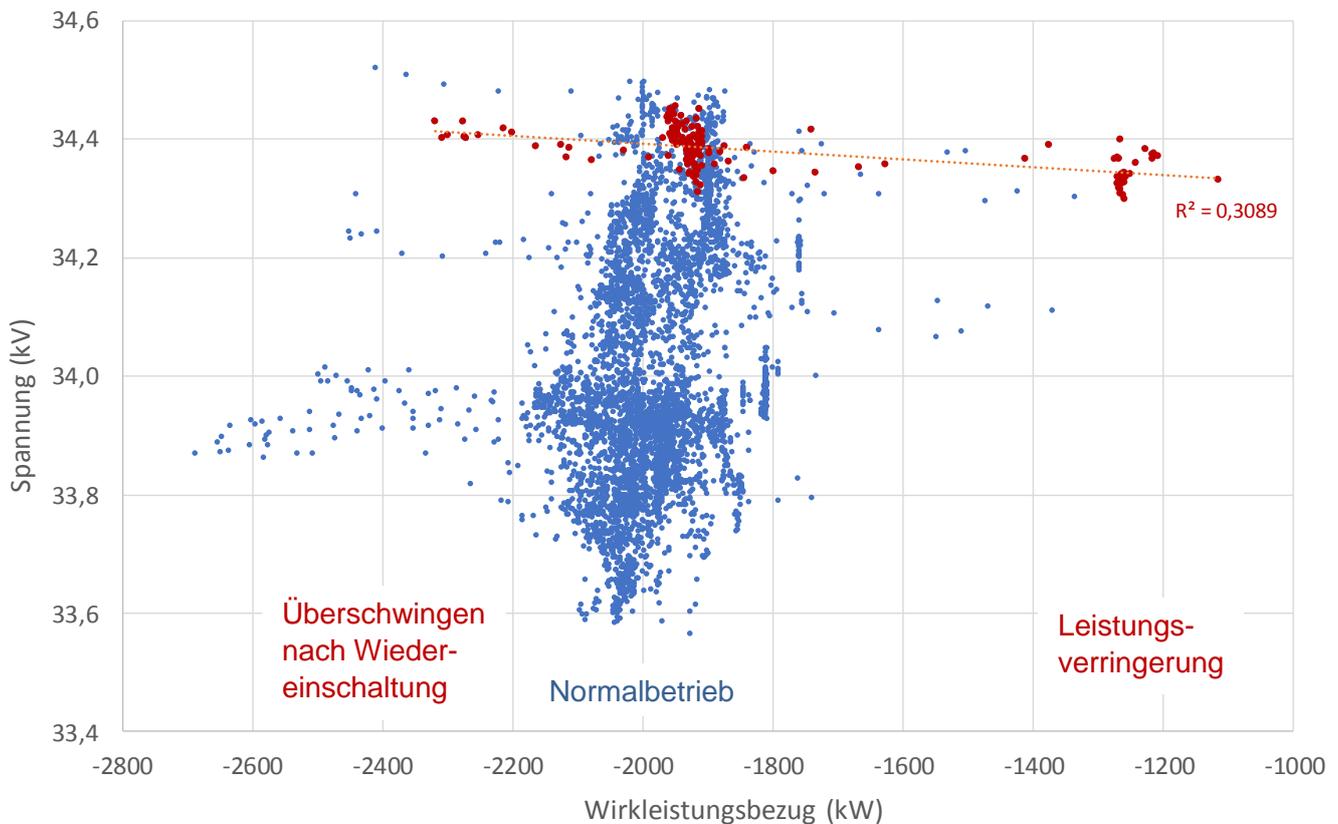


Abbildung 16: Auswertung einer Testschaltung hinsichtlich Einfluss auf die Spannung am Einspeisepunkt. Negative Werte zeigen eine physikalische Einspeisung an.

Die Testschaltungen wurden v.a. hinsichtlich des Verlaufs der Wirkleistung ausgewertet. Dies wird in Tabelle 1 als Beispiel anhand der zuvor erläuterten Aktivierung dargestellt. Die hier erfolgte Auswertung des Verlaufs der Spannungen sowie von Blindleistungen wurde nur in ausgewählten Fällen durchgeführt, wenn es für die Validierung der Netzsimulationen von Bedeutung war.

Tabelle 1: Beispiel der Auswertung einer Testschaltung in der Steiermark

Vor der Schaltung	
Mittlere Leistung (Einspeisung)	1928 kW
Spannung $U_{2,3}$	34,37 kV
Schaltung	
Abfahrdauer	ca. 2 min
Unterschwingen	148 kW (22%*)
Unterschwingdauer	ca. 30 s
Schaltungsdauer	13 min
Mittlere Leistung (Einspeisung)	1263 kW
Spannung $U_{2,3}$	34,33 kV
Aktivierte Leistung („Schaltleistung“)	665 kW
Nach der Schaltung – Überschwinger	
Hochfahrdauer	ca. 7 min
Überschwinger	2277 kW (52 %*)
Überschwingdauer	12 min
Spannung	34,43 kV
Nach der Schaltung – stabiler Betrieb	
Mittlere Leistung	1944 kW
Spannung	34,4 kV

* bezogen auf die aktivierte Leistung

Abschließend wird anhand eines Screenshots in Abbildung 17 demonstriert, dass das gleiche Kraftwerk auch eine Vollabschaltung durchführen kann. Auch bei der Vollabschaltung tritt nach dem Wiedereinschalten ein deutliches Überschwinger bis zur Maximalleistung des Kraftwerks auf. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Kraftwerk von Reaktionsgeschwindigkeit und Ausregelfähigkeit für Regelleistungslieferung akzeptiert werden kann, sofern das Überschwingerverhalten durch Adaptierung der internen Kraftwerkssteuerung verringert wird.



Abbildung 17: Screenshot einer Vollabschaltung an einem von zwei Einspeisern am selben Einspeisepunkt.

2.2.1.3 Beispiel einer Testschaltung in Slowenien

Anhand einer weiteren Testschaltung soll gezeigt werden, welche Schwierigkeiten bei der Einführung eines virtuellen Kraftwerkes bzw. allgemein eines Demand Response Programms in der Realität auftreten können. Dazu wird eine Testschaltung, die im slowenischen Netz durchgeführt wurde, betrachtet. Es handelt sich um einen Industriebetrieb mit interner Erzeugung und Überschusseinspeisung in das öffentliche Netz. Der Verlauf der resultierenden Gesamtleistung ist schwer vorherzusagen. Jedoch erreicht man mit der in Slowenien akzeptierten Methode zur Berechnung des Arbeitspunktes basierend auf historischen Werten aus den letzten vier Wochen eine relativ gute Annäherung an das tatsächliche Verhalten.

Anders als in Österreich wird in Slowenien der Leistungswert zu Beginn der Aktivierung und die mittlere aktivierte Leistung über die gesamte Dauer der Aktivierung zur Validierung herangezogen. Eine Untererfüllung hat Strafzahlungen zur Folge. Es werden mit Ausnahme der kurzfristigen Ausregelfähigkeit in Slowenien ähnliche Anforderungen wie in Österreich gestellt.

Die betrachteten Aktivierungen sind in Abbildung 18 dargestellt. Zuerst wurde eine negative Aktivierung durchgeführt, d.h. die Einspeiseleistung sinkt bzw. es wird sogar kurzfristig ein Nettobezug bewirkt. Anschließend erfolgte mit zeitlichem Abstand eine positive Aktivierung, in der die Einspeiseleistung erhöht wurde. Zwischen den beiden Aktivierungen folgte die Anlage dem Normalbetrieb ohne Beachtung einer Leistungsvorgabe. Der Anlagenbetreiber wurde mit ca. 10 min Vorlaufzeit telefonisch über die Aktivierung

informiert. Aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit von Tertiärregelreserve in Slowenien (vgl. [5]) ist ein vollautomatisierter Abruf nicht zwingend erforderlich.

Die Vorgabewerte der zu liefernden Leistungen beziehen sich auf den Arbeitspunkt und sind in Abbildung 18 als blaue Linien dargestellt. Es wurde in beiden Aktivierungen eine Leistungsänderung von 50 kW angefordert. Bei beiden Aktivierungen erkennt man, dass relativ große Abweichungen zwischen den Arbeitspunkten und den tatsächlichen Wirkleistungen vor Beginn der Aktivierungen bestehen. Diese Abweichungen erreichen die gleiche Größenordnung wie die angeforderte Schaltleistung. In beiden Fällen ist erkennbar, dass tendenziell eine Leistungsänderung in die gewünschte Richtung eintritt. Jedoch wird der Sollwert erst viel zu spät erreicht und kann auch nicht ausreichend lange gehalten werden.

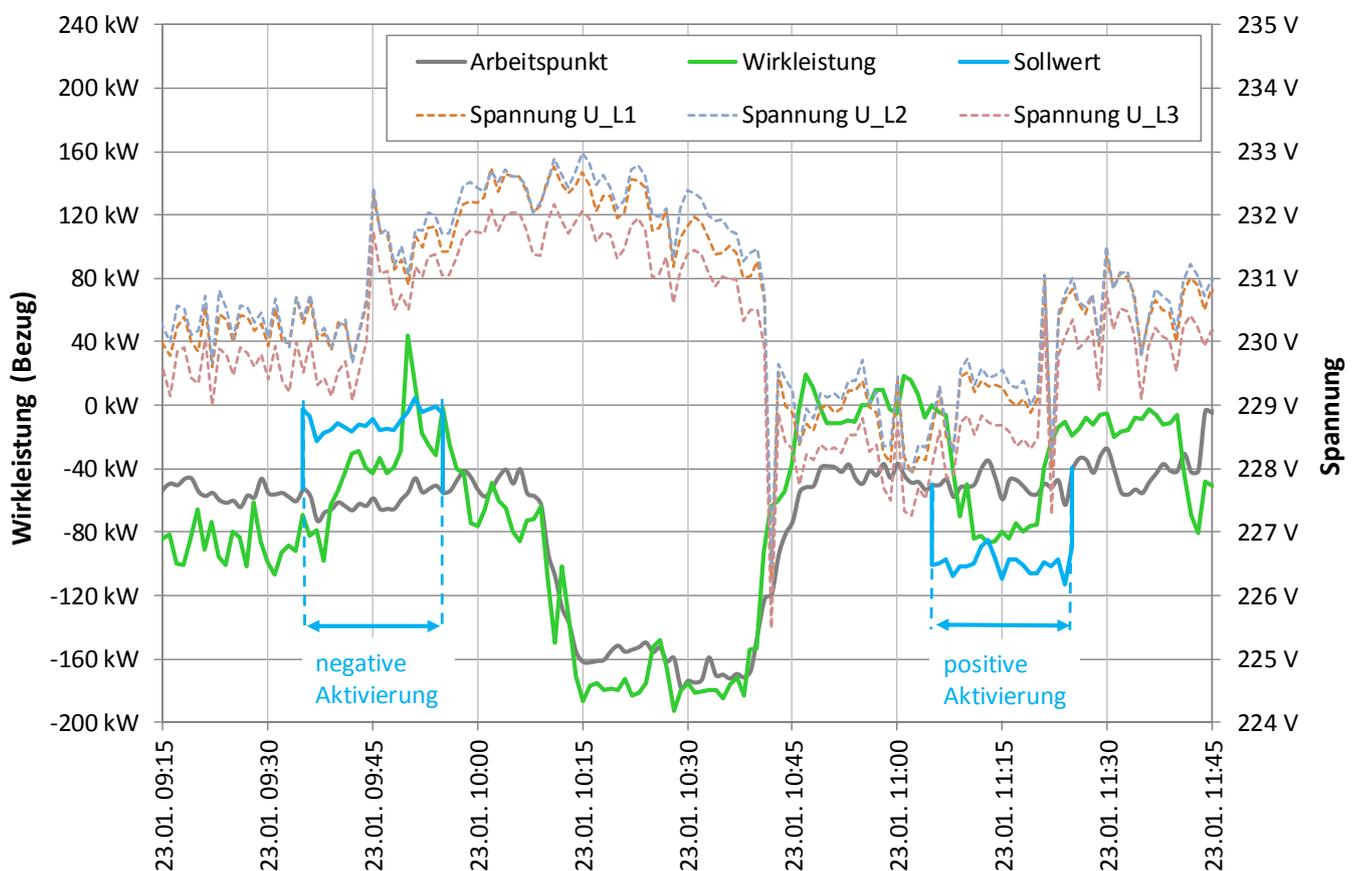


Abbildung 18: Verlauf von Wirkleistung und Phasenspannungen während einer Testschaltung in Slowenien

Die Ergebnisse der beiden Aktivierungen werden in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Anlage kann demnach nicht für Regelleistungslieferung herangezogen werden. Es ist jedoch augenscheinlich, dass der wesentlichste Einflussfaktor für das Aktivierungsergebnis die unzureichend genaue Ermittlung des Arbeitspunkts ist. Wenn es erlaubt wäre, den Arbeitspunkt zu Beginn des Abrufs basierend auf dem Mittelwert der Ist-Leistung des vorangegangenen 15-min Intervalls zu korrigieren, dann wären die

Ergebnisse deutlich besser ausgefallen. Diese Methode wurde zum Zeitpunkt der Untersuchungen beim slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES diskutiert.

Tabelle 2: Auswertung einer Testschaltung in Slowenien

	negative Aktivierung	positive Aktivierung
Sollwert	-50 kW	+50 kW
Aktivierungsdauer	20 min	20 min
ohne Korrektur des Arbeitspunkts		
Aktivierungswert zu Beginn	+16,6 kW	-50,4 kW
Mittlere Aktivierung	-22,4 kW	1,9 kW
mit Korrektur des Arbeitspunkts:		
Aktivierungswert zu Beginn	-14,0 kW	-7,4 kW
Mittlere Aktivierung	-53,0 kW	44,9 kW

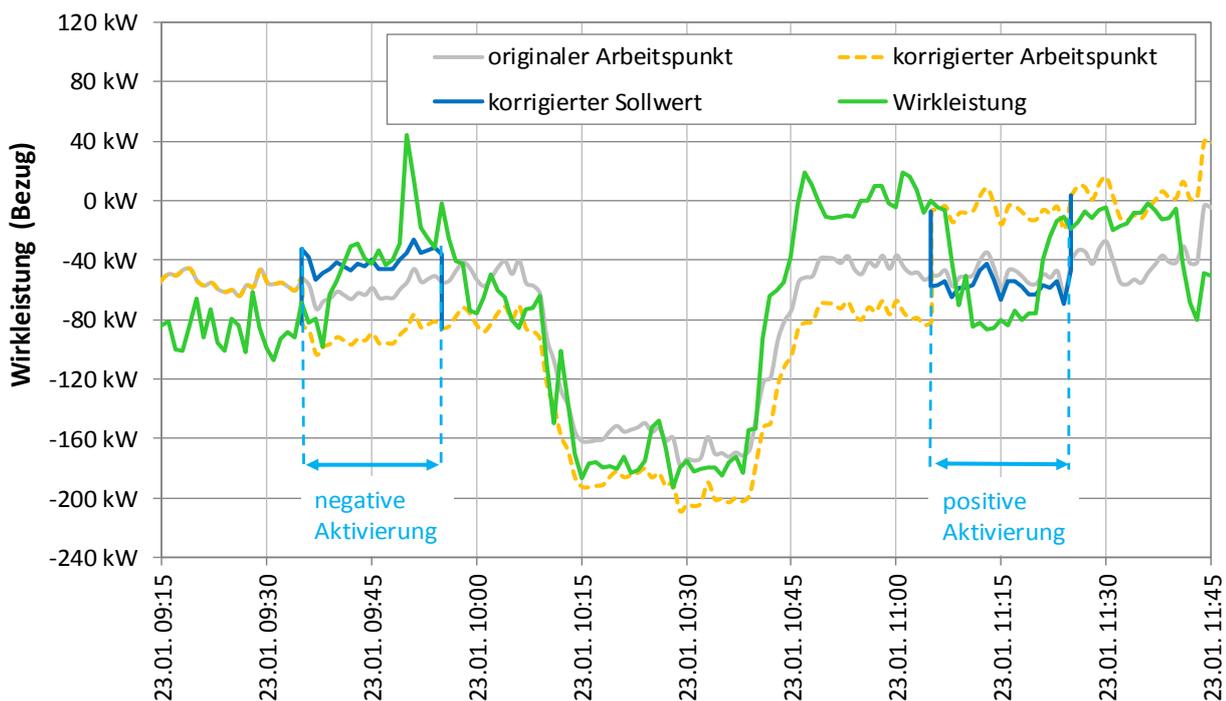


Abbildung 19: Mögliche Korrektur des Arbeitspunktes bei Aktivierungen in Slowenien

Die Korrektur des Arbeitspunktes hätte bei den hier analysierten Aktivierungen deutlich verbesserte und realitätsnahe Resultate geliefert. Dennoch müsste das Verhalten der Anlage deutlich verbessert werden, um in einem Pool zur Regelleistungslieferung einen Mehrwert zu erbringen. Dieses Ziel konnte in einer

weiteren Testschaltung (Abbildung 20) bereits teilweise erreicht werden. Hier war die Aktivierungsgeschwindigkeit bereits ausreichend, jedoch war die aktivierte Leistung diesmal deutlich zu hoch, was jedoch keine Strafzahlungen zur Folge hätte. Es ist zu beachten, dass Abbildung 20 die „österreichische“ Methode der Arbeitspunktermittlung dargestellt ist. Diese Methode ist dann am besten geeignet, wenn über den Zeitraum eines Abrufes keine signifikanten vorhersehbaren Veränderungen im Leistungsbezug bzw. -einspeisung zu erwarten sind.

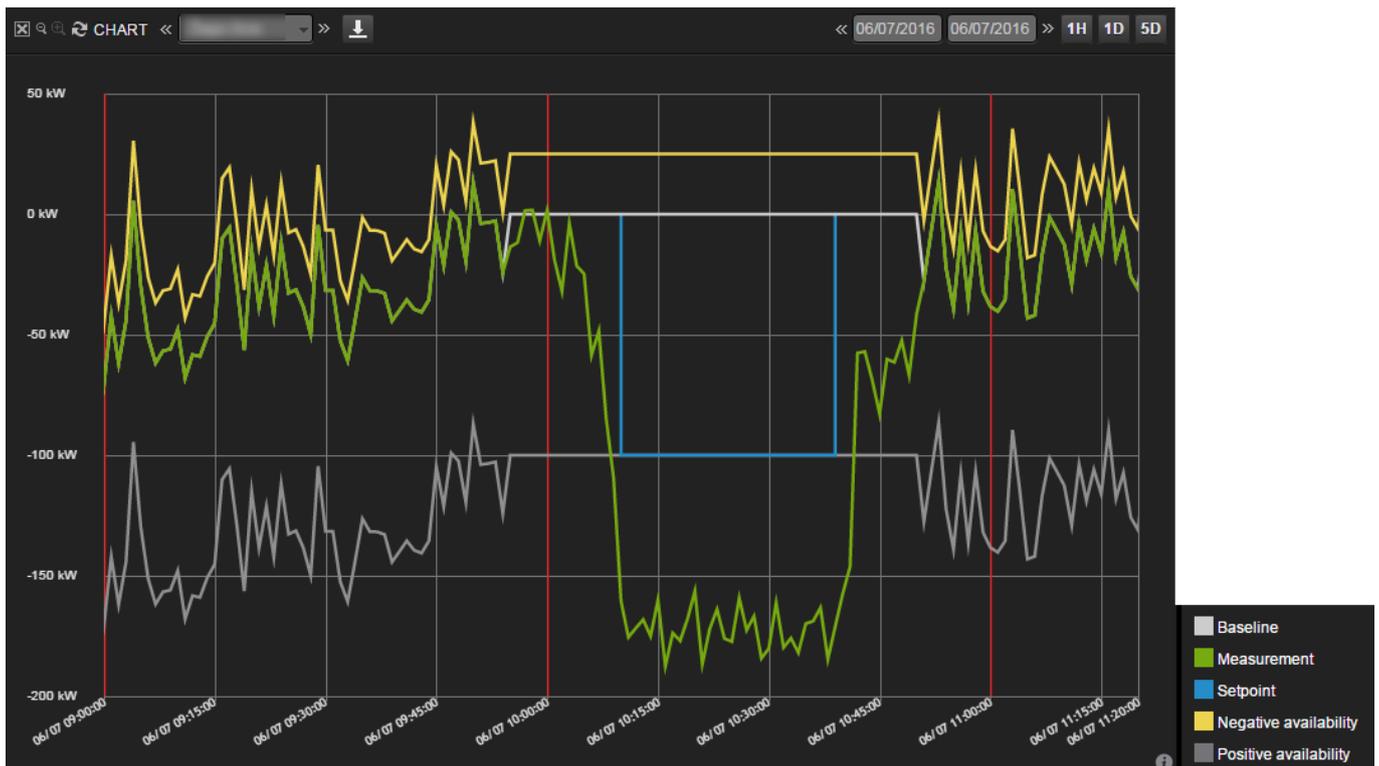


Abbildung 20: Verlauf der Wirkleistung bei der Zuschaltung eines Erzeugers in Slowenien

Die Korrelation zwischen Phasenspannung und Wirkleistungsbezug über den Zeitraum der Testschaltungen ist in Abbildung 21 wiedergegeben. Man erkennt erneut nur eine sehr schwache Korrelation zwischen der Wirkleistung und der Netzspannung am Anschlusspunkt.

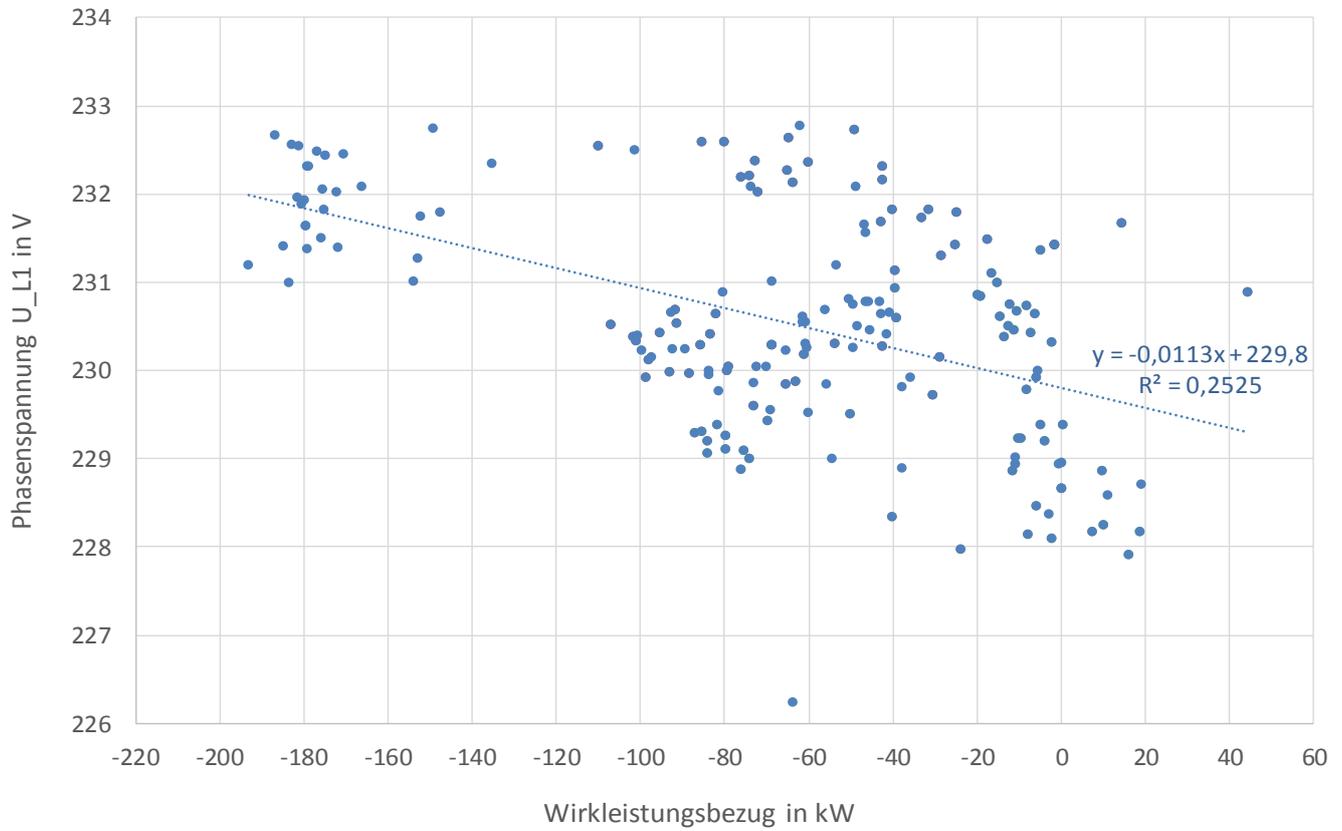


Abbildung 21: Korrelation zwischen Phasenspannung und Wirkleistungsbezug

2.2.2 Untersuchung der Eigenschaften von Kommunikationsverbindungen

Im Arbeitspaket 5 wurde die praxisnahe Kommunikation zwischen dem hybrid-VPP und den Ressourcen im Feld eingehend untersucht. Es war das Ziel, Aussagen über in der Praxis geeignete Kommunikationsmedien und erforderliche Datenraten und Datenvolumina treffen zu können um in zukünftigen Projekten die Kommunikation besser planen zu können.

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse einer Messperiode von vier Wochen (5.5.2017 – 2.6.2017) dargestellt. Diese Ergebnisse wurden in einer zweiten Messperiode von vier Wochen (3.6.2017 – 30.6.2017) überprüft und in der Größenordnung bestätigt.

Als Kommunikationsprotokoll wurde in der Steiermark IEC 60870-5-104 und in Slowenien DLMS verwendet. Durch den Einsatz unterschiedlicher Kommunikationsmedien in der Steiermark sollte eine Vergleichsmöglichkeit erzielt werden.

Die Erfassung des Datenverkehrs erfolgte an der Schnittstelle des VPP-Servers mit den unterschiedlichen Kommunikationskanälen, dies wird in Abbildung 22 veranschaulicht. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die analysierten Verbindungen.

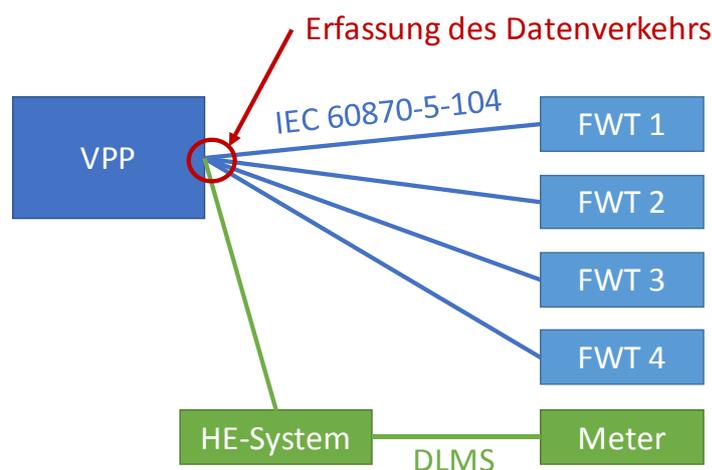


Abbildung 22: Überwachung des Datenverkehrs

In Österreich wurde ausschließlich das auf TCP/IP basierte Protokoll IEC 60870-5-104 eingesetzt. In Slowenien wurde zwischen Smart Meter und Head End System DLMS eingesetzt. Über die vier Wochen wurde der Datenverkehr mittels TCPDump¹ mitgeloggt und anschließend mittels Wireshark² hinsichtlich Datenvolumen, Latenzzeit, Paketverlust und Anzahl der Neuübertragungen analysiert. Die Latenzzeit wurde indirekt über die Paketumlaufzeit (Round Trip Time, RTT) ermittelt. Die RTT wurde als Zeitraum

¹ www.tcpdump.org

² www.wireshark.org

zwischen dem Versenden einer Nachricht und dem Erhalt der Rückbestätigung (ACK) des Empfängers definiert. Die relevanten Pakete wurden basierend auf den IP-Adressen und verwendeten Ports identifiziert. Dadurch konnte die tatsächliche Datenübertragung von allfälligem Overhead, z.B. zur Aufrechterhaltung der VPN-Tunnel, unterschieden werden.

Tabelle 3: Übersicht der analysierten Kommunikationsverbindungen

Station	Ort	Medium	Verschlüsselung	Protokolle	Intervall
FWT 1 (UMTS AT)	Industrie, Steiermark	UMTS (3G)	VPN (IPSec)	IEC 608070-5-104	30 s
FWT 2 (GPRS AT1)	Labor, Steiermark	GPRS (2G)	VPN (IPSec)	IEC 608070-5-104	30 s
FWT 3 (GPRS AT2)	Kraftwerk, Steiermark	GPRS (2G)	VPN (IPSec)	IEC 608070-5-104	30 s
FWT 4 (xDSL AT)	Labor, Steiermark	xDSL	VPN (IPSec)	IEC 608070-5-104	30 s
Smartmeter (GPRS SI)	Industrie, Slowenien	GPRS (2G)	privater APN	GPRS, SOAP	60 s

Wie zu erwarten hat die kabelgebundene xDSL-Verbindung eine sehr hohe Verfügbarkeit, diese erreicht ohne dezidierte Direktanbindung jedoch nicht ganz die vom Übertragungsnetzbetreiber geforderten 99,5% Verfügbarkeit bei Regelleistungslieferung [1]. Bei herkömmlicher Mobilfunkverbindung (UMTS, GPRS) über öffentliche Zugangspunkte (APN) wurden Verfügbarkeiten von ca. 95% ermittelt. Die Mobilfunkverbindung ist jedoch stark von der Signalstärke am Einbauort der Antenne abhängig, bei einer Verbindung sank daher die Verfügbarkeit auf unter 80%, was jedoch vom Anlagenbetreiber bereits vorhergesagt wurde. Die höchste Verfügbarkeit erreichte die GPRS-Verbindung über einen privaten APN in Slowenien.

Tabelle 4: Statistische Auswertung der Kommunikationskanäle

	UMTS AT	GPRS AT1	GPRS AT2	xDSL AT	GPRS SI
Verfügbarkeit	95,15%	95,39%	78,50%	98,80%	99,40%
Nichtverfügbarkeit	4,85%	4,61%	21,50%	1,20%	0,60%
	32,5 h	30,9 h	144 h	25 h	3,6 h
Kommentar			geringe Signalstärke		

Weiters konnte eine Aussage über das benötigte Datenvolumen je Verbindung getroffen werden (Tabelle 5). Das Datenvolumen ist protokollabhängig, daher wurde in diesem Fall nur das Protokoll IEC60870-5-104 ausgewertet. Durchschnittlich werden bei 30 s Monitoringintervall dennoch zwei Pakete pro Sekunde übertragen, da jede Station nicht nur die Wirkleistung, sondern auch weitere Messwerte und Prozessgrößen, wie z.B. das verfügbare Regelband kommuniziert (siehe Kapitel 2.1.2). Aufgrund der geringen mittleren Paketgröße beträgt das durchschnittliche Datenvolumen ca. 330 MB in vier Wochen. Die hohe Anzahl an kleinen Paketen muss bei der Verhandlung eines Mobilfunkvertrags berücksichtigt werden.

Tabelle 5: Mittelwerte des Datenverkehrs über das IEC60870-5-104 Protokoll während aufrechter Verbindung

Kenngröße	Wert
Pakete/s	1,996
Paketgröße	72 Bytes
Datenverkehr in 4 Wochen	331,5 MB
Bytes/s	143,7

Bei aufrechter Datenverbindung stellten die Paketverluste kein signifikantes Problem dar. Wie Tabelle 6 zeigt, liefert auch hier die DSL-Verbindung die besten Werte.

Tabelle 6: Verlust von Paketen und erneute Übertragungen

	Paketanzahl	PL _{all}	PL _{all} [%]	RT _{all}	RT _{all} [%]
RTU 1 (2G)	934 076	597	0,0006	28 449	0,030
RTU 2 (3G)	1 196 384	5387	0,0045	95 794	0,080
RTU 3 (2G)	1 593 242	125	0,0001	51 898	0,033
RTU 4 (xDSL)	1 104 617	12	0,0000	1 307	0,001

PL_{all} = Packet loss for all TCP/IP packets

RT_{all} = Retransmissions for all TCP/IP packets

Abschließend wurde die RTT ermittelt und analysiert. Man erkennt, dass GPRS Netzwerke hier sehr hohe Mittelwerte und starke Schwankungsbreiten aufweisen können (Tabelle 7, Abbildung 23), während die

DSL-Verbindung sehr rasche Übertragung und gleichmäßiges Verhalten zeigt (Abbildung 24). Die UMTS-Verbindung lag zwischen diesen beiden Extremwerten.

Tabelle 7: Mittlere Paketumlaufzeiten (Round Trip Time, RTT)

Technologie	GPRS (2G)	xDSL
RTT in s	1,676	0,251

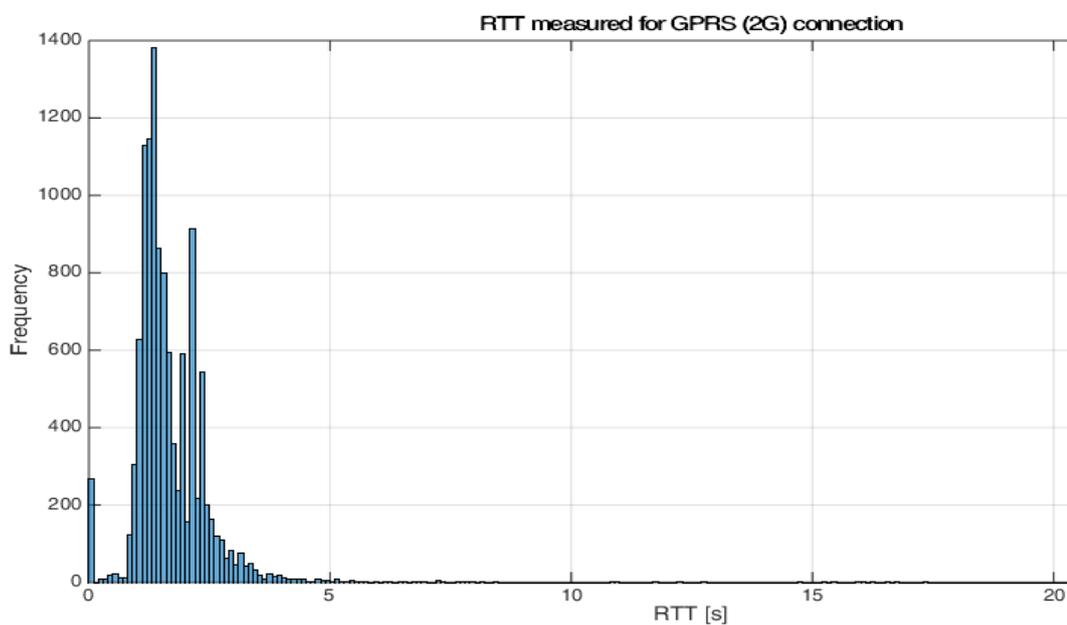


Abbildung 23: Histogramm der Paketumlaufzeiten (RTT) bei einer GPRS-Verbindung

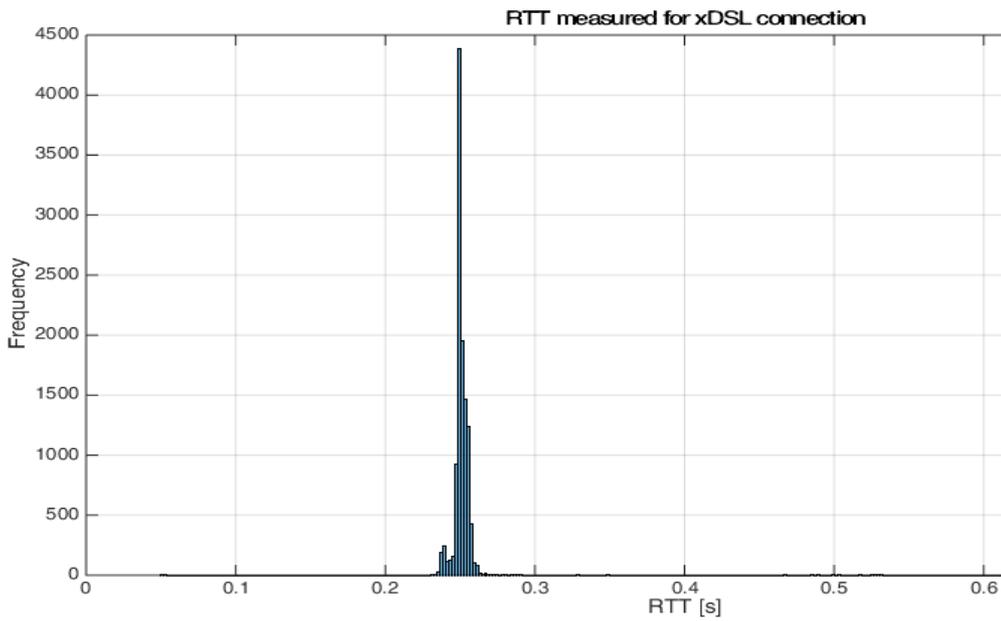


Abbildung 24: Histogramm der Paketumlaufzeiten (RTT) bei einer xDSL-Verbindung

3 Überprüfung der IKT-Sicherheit und Erarbeitung eines erweiterten Sicherheitskonzeptes für ein hybrid-VPP

Dieses Kapitel fasst die Ergebnisse von Task 3.4 Bedrohungsanalyse und Sicherheitskonzept und Task 5.2 Überprüfung der IKT-Sicherheit zusammen. Aufgrund der Sensibilität der Ergebnisse wurden einige Passagen in diesem öffentlichen Bericht gekürzt bzw. entfernt. Das Kapitel liegt den beteiligten Partnern AIT, cyberGRID, Energienetze Steiermark und Elektro Ljubljana in ungekürzter Vollversion vor. Um dem internationalen Sicherheits-Experten im Projektteam Rechnung zu tragen, wurde dieses Kapitel in englischer Sprache verfasst.

3.1 Introduction

The aim of the hybrid-VPP4DSO project is the design, evaluation and validation of a hybrid virtual power plant (VPP) concept to provide services that target the requirements of distribution grid operators and balancing markets, by combining network and market-driven approaches in one concept. In the project, the technical and non-technical barriers for the VPP business in Austria and Slovenia are evaluated.

An overview of the hybrid-VPP4DSO architecture is presented in Figure 25, whose operation can be summarized, as follows: The distribution grid operators (*DSO SCADA*), electricity trading platforms (*Trading dept. / Customer accounting*) and the resources (*Field resources*) continuously communicate with the hybrid-VPP (*VPP Core and DB*), in order to give information about the situation in the grid (congestion, voltage levels, etc.), requested active control signals, the demand from the market side, and the status of field resources (full operation, part load operation, standby, switched off, etc.). Using this information, the hybrid-VPP solves existing grid problems by executing a DSO's request for active management, and balances this action in non-critical grid areas, if required. In a second step, demands from the power market will be satisfied by modifying load or generation of resources. The active controls in the distribution grid, as well as the curtailment of resources, are both closed loop control algorithms. Thus, the performance of the resources has to be monitored. The performance of the resources, as well as the fulfilment of the DSOs' request and the market demand, is reported to a database (*DB*). According to contracted prices, or dynamic market prices, the accounting module of the hybrid-VPP calculates the client's (DSO, power trader, etc.) costs and the revenues of the resources, which were produced by the operation of the hybrid-VPP.

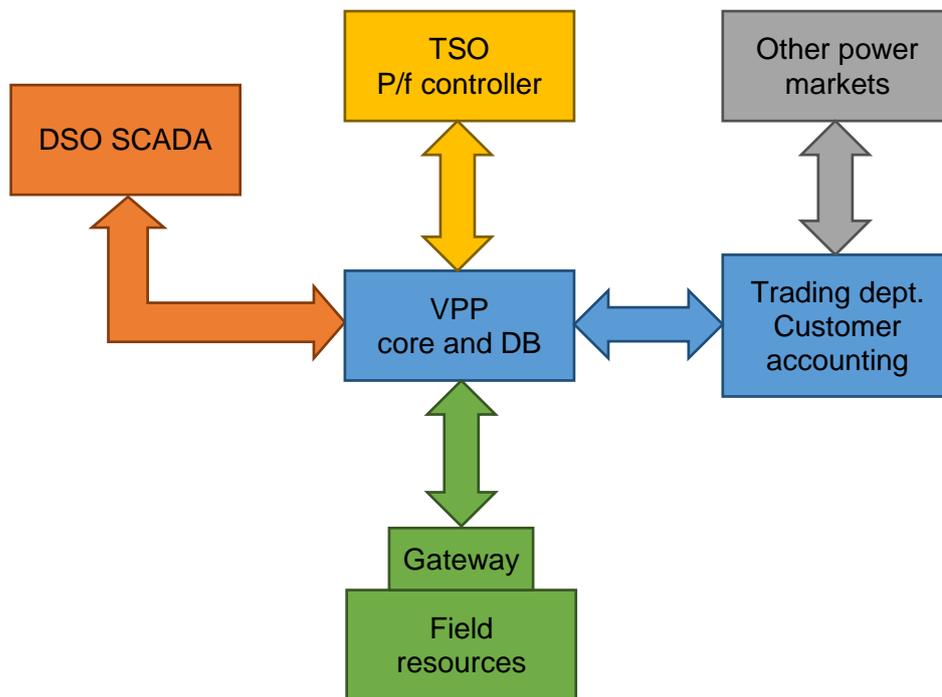


Figure 25: An overview of the main hybrid-VPP sub-systems and their interfaces

As part of an examination of the technical barriers to the hybrid-VPP business, a cyber-security analysis has been performed; this report presents the results of the analysis. Understanding the cyber-security risks associated with the hybrid-VPP4DSO approach is important for a number of reasons. The introduction of new intelligence, interfaces and systems into the electricity grid can make it more vulnerable to cyber-attacks. Moreover, these cyber-attacks could have highly critical enterprise and operational (power systems) consequences. It is important to understand these new risks so that appropriate decisions can be made regarding how to better secure the hybrid-VPP systems. The introduction of security solutions incurs financial and personnel costs, which need to be considered when examining the viability, from an economic perspective, of the hybrid-VPP approach.

In this report, a security analysis and concept for the hybrid-VPP4DSO system is presented, focusing on the interface between the DSO and the VPP. The analysis follows a risk-based approach to identifying relevant threats, and examining their consequences and impact. The approach to performing the security analysis is presented in Section 3.2. A summary of the major outcomes from the security analysis is presented in Section 3.3. In short, the analysis suggests that a number of cyber threats could have critical enterprise and operational (power systems) consequences and impacts. These findings motivate the need to introduce appropriate security controls into the hybrid-VPP system. Section 3.4 presents the security concept: well-established security guidelines from the U.S. National Institute for Standards and Technology (NIST) for the smart grid are used as a basis for the security concept. The NIST guidelines

are used to identify relevant security requirements, which are elaborated for the DSO SCADA and VPP Core sub-systems. The security analysis is used as a basis for rationalizing the proposed security requirements.

The work that is presented in this report summarizes the main findings from Tasks 3.4 and 5.2 in the hybrid-VPP4DSO project.

3.2 Approach

In order to get a better understanding of the cyber-security risks that are associated with the VPP concept that is being investigated in the project, a risk assessment exercise was carried out. This risk assessment consists of two main parts:

1. **A Threat Analysis:** wherein the relevance of a catalogue of threats was considered with respect to the different sub-system interfaces in the overall hybrid-VPP4DSO concept. The contents of the threat catalogue were drawn from a number of open sources (see below); and
2. **A Consequence Analysis:** wherein the consequences of the Confidentiality, Integrity, Availability (CIA) security objectives being compromised was analysed using a number of categories of consequence. This analysis was performed for each of the main hybrid-VPP4DSO interfaces for the threats that were deemed relevant in the first stage, mentioned above.

In combination, the information that is gathered about the relevance of threats and the severity of their consequences can be used to prioritise the measures that are recommended for the security concept. The two analysis tasks were performed by members of the hybrid-VPP4DSO consortium, who introduce a range of expertise:

- **cyberGRID GmbH & Co KG:** deep knowledge of the VPP architecture, including the consequences and business impacts that are associated with failures, which could be caused by cyber-attacks;
- **Energienetze Steiermark GmbH and Elektro Ljubljana d. d.:** Distribution System Operators (DSOs) that have both knowledge of the contemporary threat landscape and the consequences of cyber-attacks to a DSO's infrastructure, in case of a cyber-attack; and
- **AIT Austrian Institute of Technology:** that has cyber-security expertise, e.g., related to risk assessment, threat analysis, and an understanding of the systems that are typically deployed in distribution systems and the smart grid.

3.2.1 Threat Analysis Details

Regarding the threat analysis, a threat catalogue was used, which has been produced by AIT. The catalogue uses a number of source materials, in order to ensure a comprehensive range of threats that could affect the hybrid-VPP4DSO approach is considered. Specifically, the following source documents were used to develop the threat catalogue:

1. The ENISA Threat Landscape and Good Practice Guide for Internet Infrastructure³
2. The ENISA, Threat Landscape 2015, Top Threats⁴
3. The OWASP Top 10 Application Security Risks 2013⁵
4. NIST 800-30 Risk Management Guide for Information Technology Systems⁶
5. The (SG)² Threat Catalogue

The (SG)² threat catalogue was created in the context of an FFG-funded project on security for smart grids, whose focus was to develop a secure architecture for medium- and low-voltage smart distribution grids. The basis for the (SG)² threat catalogue is the German BSI Grundschutz Katalog⁷. From the BSI catalogue, technical threats were extracted and the relevance to smart distribution grids was agreed upon by the (SG)² consortium, which includes a range of smart stakeholders, such as DSOs.

The threats in the catalogue belong to a number of categories:

1. **Physical attacks:** including the destruction of and tampering with field devices;
2. **Outages:** primarily caused by insufficient provisioning of computing and energy resources;
3. **Faults:** that can introduce vulnerabilities to the system, such as software bugs, misconfigurations, etc.;
4. **Accidents:** these are unintentional threats, caused by not following security policies, for example;
5. **Cyber-attacks:** are attacks that are carried out by malicious adversaries with the intention of subverting the system, and includes threats such as Denial of Service (DoS) attacks, brute-force attacks, and Man-in-the-Middle (MITM) attacks.

In a number of workshops that were conducted by the expert group mentioned earlier, the applicability of the threats in the catalogue was considered for each of the interfaces in the hybrid-VPP4DSO system. The applicability was rated on three levels: (i) the threat **does not** apply; (ii) the threat **partially** applies; and (iii) the threat **directly** applies. This relatively simple assessment approach was used, in order to avoid

³ <https://www.enisa.europa.eu/topics/threat-risk-management/threats-and-trends/enisa-thematic-landscapes/threat-landscape-of-the-internet-infrastructure>

⁴ <https://www.enisa.europa.eu/publications/etl2015>

⁵ https://www.owasp.org/index.php/Top_10_2013

⁶ <https://www.nist.gov/publications/risk-management-guide-information-technology-systems>

⁷ https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ITGrundschutz/ITGrundschutzKataloge/itgrundschutzkataloge_node.html

the need to perform a detailed threat actor and vulnerability analysis, which would be challenging giving the limited background information on these two aspects.

The interfaces and sub-systems that were considered as part of this threat analysis are summarized in Table 8. It can be seen that threats to the communication interfaces between the main VPP sub-systems were considered, along with threats to the VPP sub-system itself. In some cases, threats were considered with respect to the two main use cases in the project from Energienetze Steiermark and Elektro Ljubljana – this was done to reflect the differences in the implementation of the two deployments.

Table 8: Communication interfaces and sub-systems that were considered as part of the hybrid-VPP4DSO threat analysis

Threat analysis focus area
Communication Field Resources – VPP (Energienetze Steiermark case)
Communication Field Resources – VPP (Elektro Ljubljana case)
Communication VPP – TSO (APG, Austria)
Communication VPP – TSO (ELES, Slovenia)
Communication DSO – VPP
Communication VPP – Trading Department
Virtual Power Plant (VPP)

Having performed the threat analysis, the consequence of those threats that *directly* apply were considered in the next stage of the risk assessment exercise.

3.2.2 Consequence Analysis Details

With an understanding of the applicability of threats to the hybrid-VPP4DSO interfaces and sub-systems, the consequences and impact of their manifestation was analysed in a subsequent step. This was performed whilst considering the three security objectives being compromised – **C**onfidentiality, **I**ntegrity and **A**vailability. For example, the consequences of the CIA objectives being compromised were examined for the “Communication Field Resources – VPP” interface. In this example, if the *integrity* of the communication interface is compromised, a plausible consequence is that system instabilities could occur. In a subsequent step, the *impact* of this compromise on the system and its stakeholders (e.g., an aggregator or operator of the field resource) was assessed. The impact is assigned a level between 1 and 5, with 1 denoting a *low* impact and 5 representing *highly critical*.

To ensure a more complete view of the potential consequences of a threat manifesting is considered in the analysis, guidance was used that has been produced by the EU-funded SPARKS project⁸. In the project, a number of *consequence categories* have been defined, in order to support analysts. These categories are summarized in Table 9⁹.

Table 9: The consequences of threats manifesting in the context of the smart grid, developed in the EU-funded SPARKS project

Category	Short Description
Economic	Economic losses caused by an incident scenario, e.g., because of higher anticipated costs or losses of revenue.
Safety	Injury or loss of life
Quality of Supply	Consequences that relate to impairments to quality of energy supply
Infrastructures	Interdependent infrastructures that are affected, e.g., hospitals or schools.
Regulatory	Breaches of regulatory requirements, e.g., related to quality of supply, that result in penalties
Reputational	Loss of trust or goodwill amongst stakeholders, e.g., consumers.
Data Protection and Privacy	Unauthorised disclosure or modification of commercially or personally sensitive data.
Equipment	Damage to power and ICT equipment caused by incidents
Population	Measures of the population size that are affected by an incident; related to the other impact categories

In a final phase of the risk assessment exercise, the risks were evaluated and ranked, in order to understand the threats that could have the highest impact. This information forms an important part of any potential risk treatment plan, and has been used to revise the security concept that is described in Section 3.4.

⁸ The EU-funded SPARKS project: <https://project-sparks.eu>

⁹ M. Hutle, G. Hansch, W Fitzgerald, T. Hecht, E. Piatkowska, P. Smith, “D2.2 Threat and Risk Assessment Methodology,” EU-funded SPARKS project deliverable, September 2015. Available online at: <https://project-sparks.eu/publications/deliverables/>

3.3 Summary of the Security Analysis Findings

In this section, we present a summary of the findings from the security analysis. In the hybrid-VPP4DSO project, these findings are result of Task 5.3. For security sensitivity reasons, we are unable to present the detailed findings from the analysis, but provide an overview of the major issues the analysis has raised. The detailed results can be found in the internal report.

In general, the main findings from the threat analysis can be summarized, as follows:

- The communication interfaces and sub-systems in the hybrid-VPP4DSO architecture are susceptible to threats that relate to failures of equipment. The primary reason for this is a lack of redundancy and diversity in the communication networks and systems that are used. For example, when the VPP is being used to support tertiary control, a redundant architecture is not mandated. The notable exception to this rule is the systems that are used for secondary control, which are required to be fully redundant.
- In general, the VPP systems, in particular field devices, are resistant to physical attacks, as measures have been installed to protect them, such as locking steel cabinets and organizational policies and controls that forbid third-party access.
- Similarly, power outages should have minimal impact on the hybrid-VPP4DSO architecture, as Universal Power Supply (UPS) and redundant power supplies are widely deployed throughout the system.
- *Further threads are explained in the internal report.*

When considering the consequences and impacts of these forms of threat to the investigated hybrid-VPP to DSO SCADA system interface, the following observations can be made:

- Depending on the configuration of the interface between the VPP and DSO SCADA system in a hybrid-VPP setup, a potential consequence of a threat could be the disclosure (i.e., a loss of confidentiality) of end-user data. This consequence was rated as having the highest impact to a DSO, due to reputational and data protection-related consequences.
- A relatively low, but not insignificant, impact was associated with physical attacks to and outages of field devices. It is expected that such threats would have limited impact on the grid, but would require the deployment of personnel to the field, in order to remedy the consequences of the threat.
- *Further consequences are explained in the internal report.*

The consequences and impact of threats to the communication between field resources (flexibility and generation) and the VPP, and the VPP itself were examined as part of the analysis. In general, the consequences of threats to these parts of the hybrid-VPP4DSO system could include reputational damage, grid stability (quality of supply) issues (in some circumstances), penalties and incapacity to

operate on the energy market (due to a loss pre-qualification, for example). In more detail, the consequences and threats can be summarized as follows:

- The major potential consequences of a loss of confidentiality include reputational damage to the VPP operator (e.g. an aggregator) caused by a customer's data being exposed, [...] *Further details are explained in the internal report.*
- A number of consequences related to a loss of integrity were identified in the analysis. It was identified that a persistent problem could result in an operator having to pay penalties (for imbalance) and ultimately losing their pre-qualification (i.e., the certificate of approval to participate in the market). [...] *Further details are explained in the internal report.*
- A number of similar consequences were identified because of a loss of availability of communication between the VPP and flexibility sources, [...] *Further details are explained in the internal report.*

In summary, one can draw the following conclusions from the analysis: in general, physical attacks to the system appear to be sufficiently addressed with respect to the current set of controls that are in place and the potential consequences of such threats. [...]

Further details are explained in the internal report.

It is important to contextualise the findings with respect to the potential threat sources and actors that could carry out an attack. Threat sources are individuals and organizations that wish to conduct an attack with support from threat actors. For example, a nation-state actor (a threat source) could bribe an employee of an aggregator (a threat actor) to carry out an insider attack. Threat actors and sources include nation-state actors (e.g., military and intelligence agencies), criminal gangs, (cyber) terrorists, hacktivists (threat actors that are politically motivated), and insiders, for example. There are a number of approaches to analysing threats¹⁰; in many cases, the *motivation* and *capability* of threat (sources and) actors are considered. Motivation is typically related to the desire to make money (e.g., using ransomware), make a political statement, cause disruptions, or carry out industrial espionage (for profit). Meanwhile, capability aims to characterise the resources and technical capacity a threat actor possesses to carry out an attack (nation-state actors are typically thought to be highly capable, for example). By considering these two aspects, with respect to the current threat landscape and the target of the analysis (in this case, the hybrid-VPP4DSO system), one is able to get an indication of the likelihood of a threat manifesting.

¹⁰ The HMG IS1 standard includes guidelines on threat source and actor analysis: National Technical Authority for Information Assurance (CESG) "HMG IA Standard No. 1 Technical Risk Assessment," October, 2009. Available online at: http://www.cesg.gov.uk/publications/Documents/is1_risk_assessment.pdf

With this in mind, it is arguable that many of the threats that have been identified in this analysis have a relatively low probability of occurrence. [...]

Further details are explained in the internal report.

However, this situation could change over time. [...] Consequently, it is important that, as part of a wider risk management programme, a threat analysis is carried out periodically, in order to reflect the changing nature of the threat landscape.

3.4 Security Concept

Based on the security analysis, a security concept is proposed in this section. To develop a security concept, well-established security guidelines for the smart grid domain are used. Specifically, in the first instance, a set of security requirements are identified from the NISTIR 7628 smart grid security guidelines¹¹. Subsequently, with an understanding of the threats and consequences from the security analysis, a gap analysis is performed to ensure the requirements from NISTIR 7628 are sufficient. With an understanding of the security requirements, recommendations are made regarding their implementation.

3.4.1 Security Concept Approach

We provide a brief introduction to NISTIR 7628 and the approach that we have taken to identifying security requirements. The 7628 guidelines provide a conceptual smart grid model, placing smart grid sub-systems into seven domains: (i) service providers; (ii) customer; (iii) transmission; (iv) distribution; (v) bulk generation; (vi) markets; and (vii) operations. In each domain, a set of standard actors is defined; in total, forty-nine actors and their communication interfaces are specified.

Figure 26 presents the NISTIR 7628 logical reference model, with the actors coloured by the aforementioned domains. Connections between actors are called logical interfaces, and are enumerated (uniquely coded – Un). Due to the large number of logical interfaces, they are grouped into categories based on the similarity of their security requirements. This simplifies the process of requirements identification. There are twenty-two logical interface categories (LICs), covering different parts of the smart grid system. Each category is associated with a set of high-level security requirements.

To identify security requirements from the NISTIR guidelines, we follow a similar process to that proposed by Uslar *et al*¹². In the first step, the sub-systems in the hybrid-VPP4DSO architecture are mapped to the

¹¹ National Standards for Institute and Technology (NIST), “NISTIR 7628 Revision 1 Guidelines for Smart Grid Cybersecurity,” September 2014, DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.IR.7628r1>

¹² M. Uslar, C. Rosinger, S. Schlegel, “Security by Design for the Smart Grid: Combining the SGAM and NISTIR 7628,” in Computer Software and Applications Conference Workshops (COMPSACW), 2014 IEEE 38th International, vol., no., pp.110-115, 21-25 July 2014.

corresponding logical actors in the NIST logical reference model (see Figure 26). This enables us to identify the relevant Logical Interfaces (LI) (the connections that are labelled with U_n). Subsequently, we identify the LICs that the interfaces are associated with – with this mapping completed, it should be possible to directly determine the security requirements for that interface.

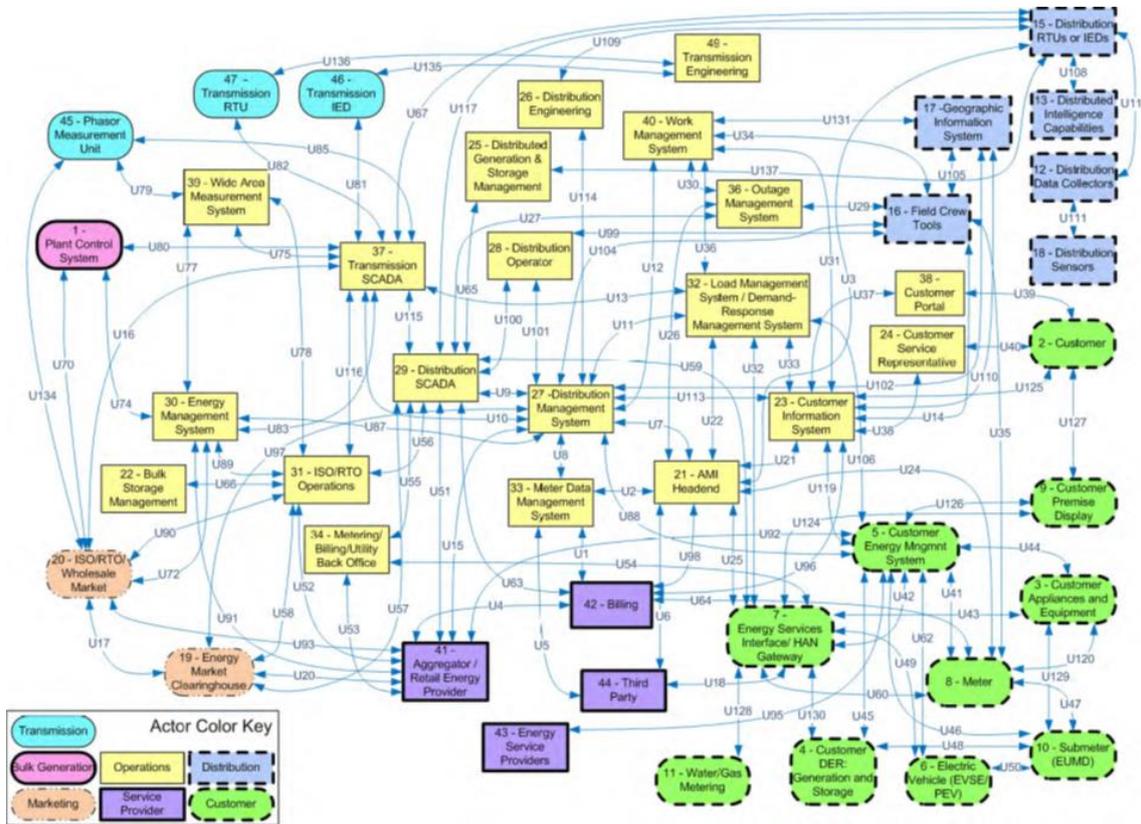


Figure 26: The NISTIR 7628 logical reference model¹¹

3.4.2 Security Requirements

Considering the high-level architecture that is presented in Table 10, the major hybrid-VPP4DSO system can be mapped to the NISTIR 7628 logical actors, as shown in Table 11. A short description of the selected NISTIR 7628 logical actors, as described in the guidelines, is presented in Table 10.

Table 10: Mapping of hybrid-VPP4DSO systems to NISTIR 7628 logical actors

hybrid-VPP4DSO System	NISTIR Logical Actor
DSO SCADA	29 – Distribution SCADA

VPP Core	41 – Aggregator / Retail Energy Provider
Trading Dept. & Customer Accounting	19 – Energy Market Clearinghouse
Other Power Markets	42 – Billing 20 – ISO/RTO/Wholesale Market
Field Resources	5 – Customer Energy Management System
TSO P/F Controller	31 – ISO/RTO Operations

Table 11: Short descriptions of the hybrid-VPP4DSO-relevant NISTIR 7628 logical actors¹¹

NISTIR Logical Actor	Short Description of NISTIR 7628 Actor
29 – Distribution SCADA	A supervisory computerized system that that gathers and processes data and applies operational controls for distribution-side systems used to control dispersed assets.
41 – Aggregator / Retail Energy Provider	Any marketer, broker, public agency, city, county, or special district that combines the loads of multiple end-use customers in facilitating the sale and purchase of electric energy, transmission, and other services on behalf of these customers.
19 – Energy Market Clearinghouse	Wide area energy market operation system providing high-level market signals for distribution companies (ISO/RTO and Utility Operations).
42 – Billing	An entity that performs the function of generating an invoice to obtain payment from the customer.
20 – ISO/RTO/Wholesale Market	An ISO/RTO control center that participates in the market and does not operate the market.
5 – Customer Energy Management System	An application service or device that communicates with devices in the home. The application service or device may have interfaces to the meter to read usage data or to the operations domain to get pricing or other information to make automated or manual decisions to control energy consumption more efficiently. The EMS may be a utility subscription service, a third party-offered service, a consumer-specified policy, a consumer-owned device, or a manual control by the utility or consumer.

NISTIR Logical Actor	Short Description of NISTIR 7628 Actor
31 – ISO/RTO Operations	Wide area power system control center providing high-level load management and security analysis for the transmission grid, typically using an EMS with generation applications and network analysis applications.

Having mapped the hybrid-VPP4DSO systems to the NIST logical actors, one can then identify the relevant LIs and the LIC to which they are assigned. This arrangement is summarized in Table 12, which shows the relevant LI between the VPP Core (41 – Aggregator / Retail Energy Provider) and the other hybrid-VPP4DSO sub-systems. It can be seen that most of the LIs are placed in the NISTIR 7628 LIC 9, which primarily relates to business-to-business connections between systems for financial or market transactions; this includes the interface between the DSO SCADA and the VPP Core – the focus of the project. In what follows, we will focus on the security requirements for the systems and interface between the DSO SCADA and the VPP Core.

Table 12: The NISTIR 7628 interfaces and categories between the VPP Core and other sub-systems

NIST Logical Actor (<i>HybridVPP System</i>)	NIST LI	NIST LIC
29 – Distribution SCADA (DSO SCADA)	U51	9. Interface with B2B connections between systems usually involving financial or market transactions
19 – Energy Market Clearinghouse (Trading Dept.)	U20	9. Interface with B2B connections between systems usually involving financial or market transactions
42 – Billing (Trading Dept.)	U4	9. Interface with B2B connections between systems usually involving financial or market transactions
20 – ISO/RTO/Wholesale Market (Trading Dept.)	U93	9. Interface with B2B connections between systems usually involving financial or market transactions
5 – Customer Energy Management System	U92	16. Interface between external systems and the customer site

NIST Logical Actor (<i>HybridVPP System</i>)	NIST LI	NIST LIC
<i>(Field Resources)</i>		
31 – ISO/RTO Operations <i>(TSO P/F Controller)</i>	U52	8. Interface between back office systems not under common management authority

In summary, the security requirements that are defined in LIC 9 primarily aim to ensure the confidentiality and integrity of the communications between systems. In addition, latency between systems is highlighted as being important. However, it is noted that these timing constraints are different than those for control systems, and are rather focused on ensuring low latency to support bidding processes, for example. Communication is expected to be conducted across organizational boundaries, potentially using the public Internet, which poses trust issues. Finally, availability is not understood to be a primary concern for these communication interfaces. Table 13 summarizes the security requirements that are specified for LIC 9.

Table 13: NISTIR 7628 Logical Interface Category 9 Security Requirements

#	Name		Requirement Summary
SG.AC-11	Concurrent Control	Session	The organization limits the number of concurrent sessions for any user on the smart grid information system.
SG.AC-12	Session Lock		The smart grid information system initiates a session lock after a pre-defined time, which is retained until a user re-establishes access with their credentials.
SG.AC-13	Remote Termination	Session	The smart grid information system terminates a remote session at the end of the session or after an organization-defined time period of inactivity.
SG.AC-14	Permitted without Identification or Authentication	Actions	The organization documents and specifies the actions that a user can take without identification or authentication, or can be taken in exceptional circumstances (e.g., in emergencies) without identification and authentication.
SG.AC-15	Remote Access		The organization authorizes, monitors, and manages all methods of remote access to the smart grid information system.

#	Name	Requirement Summary
SG.AU-16	Non-Repudiation	The smart grid information system protects against an individual falsely denying having performed a particular action.
SG.IA-4	User Identification and Authentication	The smart grid information system uniquely identifies and authenticates users (or processes acting on behalf of users). In addition, this could be realized using multifactor authentication.
SG.IA-6	Authenticator Feedback	The authentication mechanisms in the smart grid information system obscure feedback of authentication information (e.g., by displaying asterisks when entering a password) during the authentication process to protect the information from possible exploitation/use by unauthorized individuals.
SG.SC-3	Security Function Isolation	The smart grid information system isolates security functions from non-security functions. Security functions can include hardware/software/firmware that are used to enforce security policies.
SG.SC-5	Denial-of-Service Protection	The smart grid information system mitigates or limits the effects of denial-of-service attacks. Network perimeter devices can filter certain types of packets to protect devices on an organization's internal network from being directly affected by denial-of-service attacks.
SG.SC-8	Communication Integrity	The smart grid information system protects the integrity of electronically communicated information.
SG.SC-9	Communication Confidentiality	The smart grid information system protects the confidentiality of communicated information.
SG.SC-26	Confidentiality of Information at Rest	The smart grid information system employs cryptographic mechanisms for all critical security parameters (e.g., cryptographic keys, passwords, security configurations) to prevent unauthorized disclosure of information at rest.

#	Name	Requirement Summary
SG.SI-7	Software and Information Integrity	The smart grid information system monitors and detects unauthorized changes to software and information.

Considering the results of the security analysis, the requirements that are defined in LIC 9 appear to be appropriate for the systems and communications that are related to interactions with the VPP Core and the “Trading Dept. & Customer Accounting Other Power Markets” systems. However, given the intended purpose of the interface between the DSO SCADA and VPP Core systems, the LIC 9 requirements are appropriate but potentially insufficient. Specifically, in the hybrid-VPP4DSO project, this interface is envisaged to support grid management functions, e.g., related to stability; consequently, the availability of the communications and systems that realise this interface is critical. With this in mind, the security requirements that are defined in LIC 3 – “Interface between control systems and equipment with high availability, without compute nor bandwidth constraints” should additionally be considered. LIC 3 prescribes many of the same security requirements as LIC 9, with the two differences that are shown in Table 14.

Table 14: Security requirements from NISTIR LIC 3 that are distinct from those defined in LIC 9

#	Name	Requirement Summary
SG.IA-5	Device Identification and Authentication	The smart grid information system uniquely identifies and authenticates an organization-defined list of devices before establishing a connection.
SG.SC-29	Application Partitioning	The smart grid information system separates user functionality (including user interface services) from management functionality. Smart grid information system management functionality includes, for example, functions necessary to administer databases, network components, workstations, or servers, and typically requires privileged user access. The separation of user functionality from smart grid information system management functionality is either physical or logical.

An overview of the security requirements for the DSO SCADA and VPP Core, indicating to which entities in the system they apply, is presented in Figure 27. It is anticipated that these security requirements are

realized for both sub-systems (i.e., the DSO SCADA and VPP Core), despite only one system being shown in the diagram.

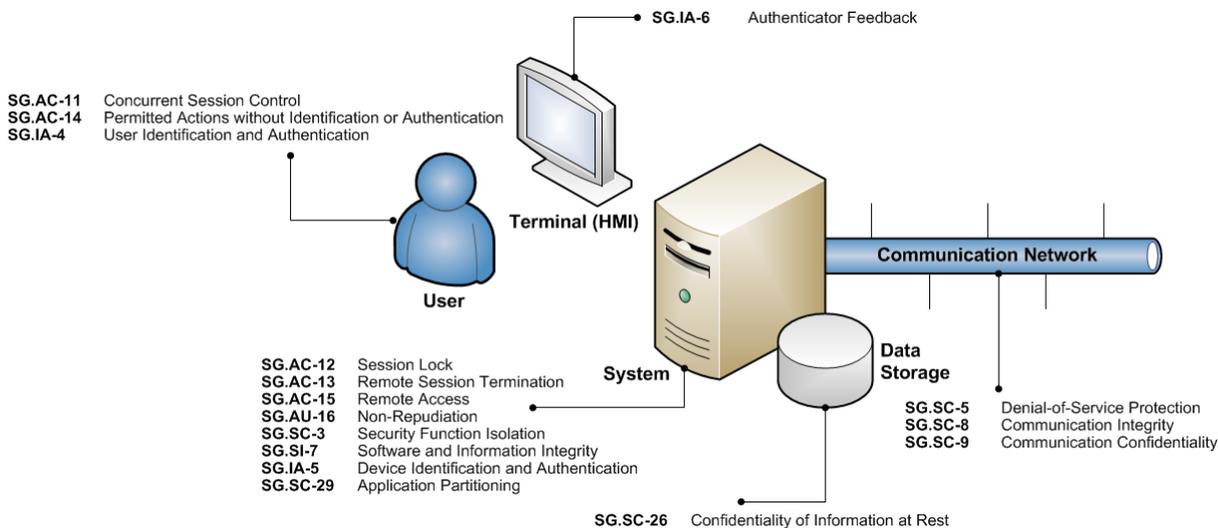


Figure 27: Overview of the NISTIR 7628 security requirements that apply to the DSO SCADA and VPP Core sub-systems

In summary, it can be seen there are security requirements that are related to user-related access control and permissions (SG.AC-11, SG.AC-14, and SG.IA-4), and securing the authentication interface with password obfuscation (SG.IA-6). Furthermore, a number of security requirements apply to the communication network between systems, aiming to ensure confidentiality (SG.SC-9), integrity (SG.SC-8), and availability (SG.SC-5). The confidentiality of information at rest is addressed with requirement SG.SC-26. Finally, the largest set of security requirements relates to securing systems (hardware, software and applications) with respect to remote access (SG.AC-13 and SG.AC-15), session management (SG.AC-12), the separation of *security* and *management* functionality from *user* functionality (SG.SC-3 and SG.SC-29, respectively), non-repudiation of user’s behaviour (SG.AU-16), software and information integrity (SG.SI-7), and device identification and authentication (SG.IA-5).

3.4.3 Security Requirements Implementation Guidance

In addition to the implementation guidance that is provided in the NISTIR 7628 security guideline, Table 15 provides some brief implementation guidelines and pointers to locations where further resources can be found. In addition to the guidance, an indicative “cost” is given, which suggests the complexity and overhead of realising the security requirement (1 indicates trivial through to 5, highly complex).

3.5 Conclusion

The hybrid-VPP4DSO project is investigating new technologies and business models for integrating DSO SCADA systems with virtual power plants. These novel aspects have the potential to increase grid stability and generate new revenue streams for operators of VPPs. However, they have the potential to introduce new cyber-security risks.

In this chapter, an analysis of the cyber-security risks in this context has been presented. The risk-driven approach taken to conduct the analysis was presented, which consists of two main aspects: (i) an analysis of the threats to the hybrid-VPP4DSO sub-systems; and (ii) an identification of the consequences and impact of these threats occurring. This analysis was conducted by the members of the hybrid-VPP4DSO consortium, who have expertise in VPP and electricity distribution network operations, and cyber-security. The main conclusion from this analysis is there are a number of relevant cyber-security threats that apply to the hybrid-VPP4DSO architecture, which could cause critical operational and organisational consequences.

Building on this analysis, a security concept has been proposed that leverages well-established guidance for the smart grid. The concept recommends the implementation of a number of security requirements that aim to ensure confidentiality, integrity and availability of sub-systems in the hybrid-VPP4DSO architecture. Requirements for the DSO SCADA and VPP Core sub-system were elaborated, with implementation guidance provided.

In addition to the requirements that have been outlined in this report, a number of noteworthy additional sources of security information can be highlighted. In Germany, TSOs have defined security requirements for organizations that wish to provide balancing services¹³. These requirements are understood to be stringent and relatively expensive to realise. A consequence of the stringent nature of these security requirements is they may be prohibitively expensive to realise in smaller markets (with limited revenues). Another noteworthy source of requirements is the Austrian Power Grid (APG) security requirements¹⁴; if these recommendations are fulfilled, the criteria for pre-qualification are met. Finally, Oesterreichs Energie have developed a set of end-to-end security requirements for smart metering systems, which can provide useful requirements for the systems and communication between field devices that have similar characteristics¹⁵.

¹³ REGELLEISTUNG.NET - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung: IT-Anforderungen
<https://www.regelleistung.net/ext/static/srl/it?lang=en> (Accessed June, 2017)

¹⁴ Austrian Power Grid: Annex - Informationstechnische Anforderungen Tertiärregelreserve, Ausgabe 2014
<https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen> (Accessed June, 2017)

¹⁵ österreichs energie: Sicherheitsanforderungen für Smart Meter, <http://oesterreichsenergie.at/sicherheitsanforderungen-fuer-smart-meter.html> (Accessed June, 2017)

Table 15: Brief implementation guidelines for the recommended security requirements

#	Name	Implementation Guidance	Cost
SG.AC-11	Concurrent Session Control	Modern operating systems can be configured to restrict the number of concurrent sessions a user can have open. Alternatively, security software solutions can be used to manage this feature. A number of techniques for session control exist for Web services.	1
SG.AC-12	Session Lock	Modern operating systems can be easily configured to lock sessions after a pre-defined timeout period, requiring a user to re-authenticate.	1
SG.AC-13	Remote Session Termination	Software that is used to enable remote session, e.g., Remote Desktop, can be configured to terminate after a period of inactivity from the user.	1
SG.AC-14	Permitted Actions without Identification or Authentication	When considering permissible actions, it is necessary to consider the trade-off between security and (potentially) safety; for the most part, this is related to understanding the risks associated with cyber-security and the potential for not being able to perform remedial actions because of authentication restrictions.	2
SG.AC-15	Remote Access	Modern operating systems can be configured to monitor the number and duration of remote sessions. In addition, network appliances (such as firewalls) can be used to monitor remote connectivity.	2
SG.AU-16	Non-Repudiation	One of the main ways of enabling non-repudiation is to make use of digital signatures, e.g., for email communication. Furthermore, cryptographic hashes of messages can be used to establish the integrity of messages.	4

#	Name	Implementation Guidance	Cost
SG.IA-4	User Identification and Authentication	Modern operating systems and applications have the capability to uniquely identify and authenticate users. Moreover, there is an increasing trend toward the use of multi-factor authentication in the industry, which is strongly encouraged to be used.	3
SG.IA-6	Authenticator Feedback	The obfuscation of passwords as they are being entered is a standard feature on most systems.	1
SG.SC-3	Security Function Isolation	The most common approaches to the isolation of systems is to make use of Virtual LANs (VLANs), virtual machines, and containerized software deployment (e.g., using Docker). Access to network traffic for, e.g., network intrusion detection systems, can be achieved using port mirroring.	
SG.SC-5	Denial-of-Service Protection	Network appliances, such as Intrusion Prevention Systems (IPSs) can be installed and configured at the border of network infrastructures, in order to protect against DoS attacks. Furthermore, third-party services can be purchased. Further guidance can be found online ¹⁶ .	3
SG.SC-8	Communication Integrity	The integrity of communication can be ensured by making use of the Transport Layer Security (TLS) protocol. Guidance for the selection, configuration and usage of TLS implementations has been provided by NIST ¹⁷ . Further guidance can be found as part of the IEC 62351 standard, which is	3

¹⁶ European Network and Information Security Agency (ENISA), Resilience and security of communication infrastructure, networks and services, DoS and DDoS: <https://resilience.enisa.europa.eu/internet-infrastructure-security-and-resilience-reference-group/dos-and-ddos> (Accessed June, 2017)

¹⁷ T. Polk, K. McKay, S. Chokani, "Guidelines for the Selection, Configuration, and Use of Transport Layer Security (TLS) Implementations," NIST Special Publication 800-52 Revision 1, DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.800-5>

#	Name	Implementation Guidance	Cost
		intended to secure the IEC TC57 series of communication protocols (e.g., IEC 60870-5-104 or IEC 61850).	
SG.SC-9	Communication Confidentiality	The confidentiality of communication can be ensured by making use of the Transport Layer Security (TLS) protocol. Guidance for the selection, configuration and usage of TLS implementations has been provided by NIST ¹⁷ . Further guidance can be found as part of the IEC 62351 standard, which is intended to secure the IEC TC57 series of communication protocols (e.g., IEC 60870-5-104 or IEC 61850).	3
SG.SC-26	Confidentiality of Information at Rest	There exists a great deal of online guidance on ensuring the confidentiality of data at rest. For example, the “Cryptographic Cheat Sheet” from OWASP provides guidance on how to protect data at rest ¹⁸ , and includes pointers to further guidance from NIST on the use of strong cryptographic algorithms.	3
SG.SI-7	Software and Information Integrity	The primary means of ensuring software and information integrity is to make use of code signing with digital signatures ¹⁹ . This approach should be used to ensure the integrity and authenticity of software that is being deployed on systems. Checksums can be used to ensure the integrity of data. In addition, specific guidance has been produced by NIST regarding ensuring the integrity of a system’s BIOS ²⁰ .	2

¹⁸ OWASP Cryptographic Storage Cheat Sheet: https://www.owasp.org/index.php/Cryptographic_Storage_Cheat_Sheet (accessed June, 2017)

¹⁹ Introduction to Code Signing: [https://msdn.microsoft.com/en-us/library/ms537361\(v=vs.85\).aspx](https://msdn.microsoft.com/en-us/library/ms537361(v=vs.85).aspx) (Accessed June, 2017)

²⁰ D. Cooper, W. Polk, A. Regenscheid, M. Souppaya, “BIOS Protection Guidelines, Recommendations of the National Institute of Standards and Technology,” NIST Special Publication 800-147, April 2011, DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.800-147> (Accessed June, 2017)



#	Name	Implementation Guidance	Cost
SG.IA-5	Device Identification and Authentication	There are a number of approaches to identifying and authenticating devices, such as Active Directory, EAP (IEEE 802.1X) and RADIUS – an appropriate solution should be identified, based on the technologies that are deployed. The list of permitted devices should be subject to review and monitoring.	3
SG.SC-29	Application Partitioning	The separation of user functionality from smart grid information system management functionality is either physical or logical. The most common approaches to logical separation of systems and functionality is to make use of Virtual LANs (VLANs), virtual machines, and containerized software deployment (e.g., using Docker).	3

4 Validierung der Simulation

4.1 Einleitung

Übergeordnetes Ziel dieser Aufgabe ist es, die Lastflusssimulationen aus dem Arbeitspaket 3 zu überprüfen und zu validieren, gegebenenfalls Abweichungen und zu hinterfragende Punkte des Simulationskonzeptes zu identifizieren sowie erforderliche Adaptierungen und Verbesserungen auszuarbeiten.

Die Infrastruktur zur Schaltung und Messung von Kundenanlagen bzw. Messung von bestimmten Netzknoten ist im Prinzip verfügbar (vergl. Kapitel 2.1.2), aufgrund fehlender Daten sind einzelne Aufgabenstellungen wie oben genannt allerdings nicht in vollem Umfang durchführbar. Daher konnten reale Testschaltungen nur nach Rücksprache und Abstimmung mit den Kunden sowie großteils nur durch aktive Betriebsführung durch den Kunden selbst vorgenommen werden. Für den Zeitraum der Testschaltungen sind weiters auch Messdaten von bestimmten Knoten der jeweiligen Netzabschnitte vorhanden.

Folglich wurden seitens der Netzbetreiber EILj und ENS sowie CyG Messdaten zur Verfügung gestellt bzw. mögliche Schaltaktivitäten mit den Netzkunden vereinbart. Auf die Datenqualität und –charakteristik für den jeweils validierten Netzabschnitt wird in den entsprechenden Unterpunkten 4.3.1 bis 4.3.3 detailliert eingegangen. Dazu wurden Mindestanforderungen formuliert und an die Konsortialpartner übergeben:

- Messwerte müssen mindestens die zeitliche Auflösung der Simulation haben, d.h. 15 Minuten Intervalle oder kürzer
- Messgrößen: Wirk- und Blindleistung sowie Spannung am Anschlusspunkt
- Zeitraum vor/nach der Testschaltung: je höher die zeitliche Auflösung, desto kürzer der Zeitraum; bei 15-Minuten-Werten mindestens 1 Stunde vor/nach der Testschaltung
- Zeitsynchronität, sofern mehrere Messungen im Netz stattfinden
- Messwerte im *.csv-Format bzw. in dokumentiertem und mit frei verfügbaren Tools lesbarem elektronischen Format

Schließlich konnte durch diese ergänzenden Untersuchungen gezeigt werden, dass aufgrund der umgesetzten Validierung die im Zuge der Netzsimulation (vergl. D3) getätigte Annahmen bestätigt bzw. angepasst und damit die Qualität der Ergebnisse verbessert werden konnten.

4.2 Methodik

4.2.1 Allgemein

Im Rahmen der hier durchgeführten Validierung soll zunächst kurz eine allgemeine Beschreibung von Validierungsprozessen erfolgen. Es sind 3 wesentliche Punkte hervorzuheben [6]:

1. Verifizierung: darunter kann die **korrekte Erstellung des (Simulationsnetz-)Modells** verstanden werden. Im konkreten Fall ist dies z.B. ein logisch nachvollziehbares Verhalten des Simulationsmodells aufgrund der vorgegebenen Daten bzw. Netzstruktur durch die beiden Netzbetreiber.
2. Validierung: darunter kann die **Erstellung des korrekten (Simulationsnetz-)Modells** verstanden werden. Dies impliziert eine möglichst genaue Darstellung des tatsächlichen Systems. Dazu sind zu zählen
 - a. eine hohe Augenscheinvalidität
 - b. die Validierung der Annahmen bei Erstellung des Modells und den Abgleich dieser mit Messdaten
 - c. die Validierung des Netzverhaltens mit Messdaten, etwa bei Laständerungen
3. Kalibrierung: beschreibt einen iterativen Prozess, z.B. die Anpassung verschiedener Modellparameter aufgrund von Erkenntnissen aus der Verifizierung bzw. Validierung
 - a. bei Erstellung des Modells, etwa über vorliegende Datensätze
 - b. durch Abgleich von Simulations- und Messergebnissen

Das entsprechende Ziel dieses Prozesses ist es, ein (Simulationsnetz-)Modell zu erstellen, welches das tatsächliche Verhalten des Systems zufriedenstellend abbildet. Dadurch wird dessen Plausibilität und Verlässlichkeit auf ein akzeptables Niveau erhöht.

4.2.2 Validierungsansatz

Im Folgenden wird der Validierungsansatz für die im Rahmen des Projektes hybrid-VPP4DSO implementierten Simulationsnetze vorgestellt. Die Durchführung zweier Problemstellungen war mangels Daten nicht in vollem Umfang möglich. Sehr wohl können aber Abweichungen und Schwachstellen des Simulationskonzeptes identifiziert werden, um erforderliche Adaptierungen und Verbesserungen auszuarbeiten. Um deswegen die Problemstellung des Forschungsprojektes dennoch umfassend behandeln zu können, wurde ein wesentliches Augenmerk daher ergänzend auf die Validierung des Simulationsmodells gelegt. Dieser Prozessschritt beinhaltet:

1. die Überprüfung der Netzstrukturen sowie das Einholen und Aufbereiten von Messdaten
2. den Vergleich von Simulations- und Messdaten mittels

- a. Häufigkeitsverteilungen der Messgrößen Wirkleistung P, Blindleistung Q und Spannung U
 - b. statistischer Kennwerte wie Maximal-, Minimal- und Mittelwert
3. den Vergleich der elektrischen Zusammenhänge

Unter Schritt 3. ist zu verstehen, wie sich eine Eingangsgröße auf eine Ausgangsgröße auswirken kann. Konkret werden Messwerte (P und Q), z.B. von Testschaltungen als Eingangsgröße aufgeprägt, um die Reaktion des Netzmodells anhand des simulierten Spannungsverlaufs am entsprechenden Messpunkt festzustellen. Die simulatorisch ermittelte Spannung am Messpunkt dient hierbei also als Ausgangsgröße.

Der Netzzustand während des Simulationszeitraums wird durch Einprägen von gemessenen Spannungswerten (weitere Eingangsgröße) des UW-Abgangs am Bilanzknoten des Netzmodells abgebildet. Da für die exakte Herstellung des Netzzustandes Messwerte der verbleibenden Kundenanschlüsse größtenteils fehlen, wird ein **Vergleich der berechneten und gemessenen Spannungsänderungen** am jeweiligen Messpunkt angestrebt. Die dafür eingesetzte Netzsimulationssoftware ist ebenfalls DigSILENT PowerFactory.

Aus diesem Ansatz sind einerseits eine Validierung der getätigten Annahmen (z.B. Konstantspannungsquelle als Bilanzknoten, Verwendung synthetischer Lastprofile) und andererseits eine Validierung der im Simulationsnetz modellierten elektrischen Betriebsmittel ableitbar.

Je nach Verfügbarkeit von Mess- und auch Netzdaten ergeben sich darüber hinaus zwei Stufen der Netzmodellvalidierung:

1. Stufe: Validierung der Auswirkung der Testschaltungen durch Vergleich von Messungen vor Ort am Anschlusspunkt mit Simulationsergebnissen auf Basis des verwendeten Netzmodells (wenn Messungen am Anschlusspunkt vorliegen); damit ist eine **Teilvalidierung des Netzmodells** möglich
2. Stufe: Validierung des Netzmodells durch Verwendung während der Testschaltung aufgezeichneter Messungen an mehreren Punkten im Netz, durch Vergleich der Messungen mit Simulationsergebnissen (wenn zeitsynchrone Messungen aus dem Netz vorliegen); damit ist eine **erweiterte Teilvalidierung des Netzmodells** möglich

Auf die Analyse der Auswirkungen der Testschaltungen auf den Netzbetrieb wird separat beim jeweiligen Netzabschnitt eingegangen. Die methodische Vorgehensweise hier sieht vor, dass eine Wirkleistungsänderung am Kundenanschlusspunkt die Netzspannung beeinflusst bzw. aufgrund einer hohen Kurzschlussleistung womöglich gänzlich unbeeinflusst lässt. Die geringe Anzahl an Testschaltungen erschwert jedoch eine quantitative Aussage.

Im Sinne der allgemeinen Beschreibung eines Validierungsprozesses (vergl. 4.2.1) wird mittels der Erkenntnisse aus der Validierung eine Kalibrierung der Simulationsmodelle vollzogen.

4.3 Netzabschnitt Österreich – Steiermark

Beim vorliegenden Netzabschnitt handelt es sich um ein 30 kV-Netz, welches eine Betriebsspannung von 32,21 kV aufweist. Die Kopplung an das überlagerte 110 kV-Hochspannungsnetz geschieht über die Umspannwerken SS1 sowie SS2, weitere Schaltstationen bzw. Transformatorstationen sind ebenfalls aus Abbildung 28 ersichtlich. Der nördliche und südliche Netzabschnitt werden normalerweise entkoppelt betrieben, eine gemeinsame Versorgung kann durch die Schaltstation SWST3 bewerkstelligt werden. Außerdem weisen die beiden Netzabschnitte einige Industriekunden (vergl. Load 1-4 in Abbildung 28) sowie Wasserkraftwerke (PP 1-6) und eine Vielzahl an Kleinwasserkraftwerken auf.

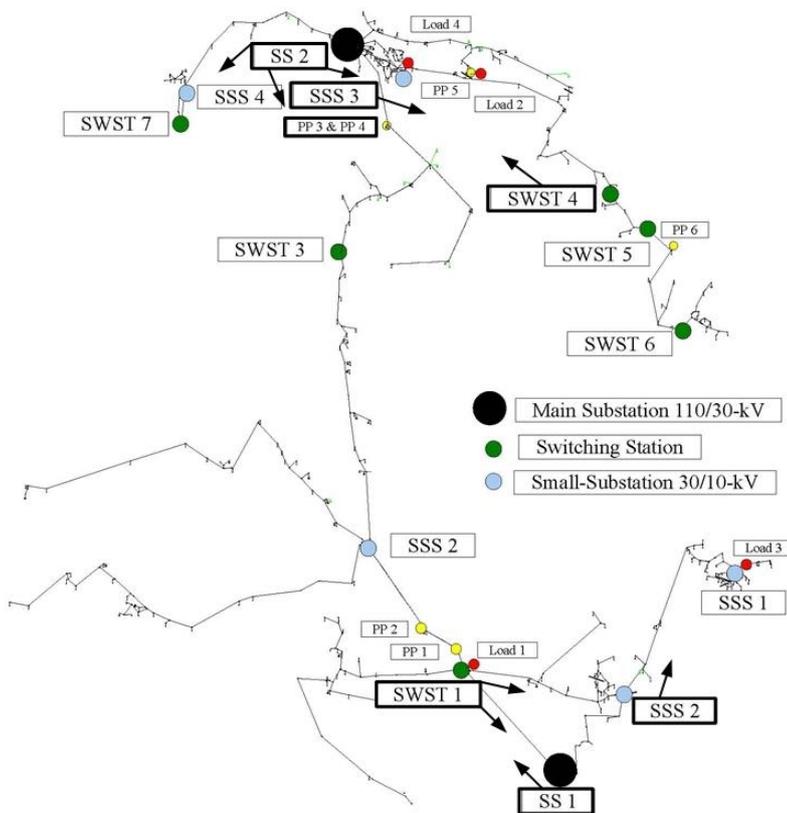


Abbildung 28: Netzplan des Steirischen Netzabschnitts, inkl. Messorten (dick eingerahmt) sowie gemessenen Abgängen (Pfeile); die dick eingerahmte Schaltstation SSS2 wird im Folgenden mit SSS2a bezeichnet

Der Netzabschnitt wurde in der Netzsimulationssoftware DlgSILENT PowerFactory als 30 kV-Netz modelliert. Dazu wurden folgende Vereinfachungen/Annahmen getroffen:

- Lasten und Erzeuger (im Folgenden auch allgemein als Kunden oder Kundenanschlüsse bezeichnet) sind als P/Q-Lasten auf der 30 kV-, 10 kV- bzw. 6 kV Spannungsebene abgebildet

- Die beiden 110/30 kV-Umspannwerke SS1 und SS2 (Bilanzknoten) werden durch eine 32,21 kV-Konstantspannungsquelle modelliert
- Die Kundenprofile basieren teilweise auf historischen Wirk- und Blindleistungsmesswerten aus dem Jahr 2013 sowie synthetischen Lastprofilen

Auf dieser Grundlage wurden verschiedene Szenarien simuliert. Für dieses Kapitel sind folgende Szenarien relevant:

- Das Basisszenario sowie
- Das Basisszenario, aber mit konstantem $\cos(\varphi)=0,95_{\text{ind}}$ für alle Erzeugungseinheiten

jeweils ohne Berücksichtigung von etwaigen Umschaltungen im Simulationsnetz. Für weitere Details sei auf Deliverable D3 verwiesen.

4.3.1 Datengrundlage

Für die Validierung des steirischen Netzabschnitts stehen gemessene Jahreszeitreihen von Oktober 2015 bis Oktober 2016 zur Verfügung. Der Ort und Abgang dieser Messungen sind aus dem Netzplan (Abbildung 28) ersichtlich, weitere Details können dem Anhang entnommen werden.

Zusätzlich wurden von einem Wasserkraftwerksbetreiber im nördlichen Netzabschnitt an PP3 und PP4 vom Projektteam angeforderte Leistungsrosselungen zu zwei Zeitpunkten (Frühjahr 2017) durchgeführt. Während der beiden Zeiträume wurden Messdaten des entsprechenden UW-Abgangs SS2 in Richtung SWST3 (im Folgenden SS2→SWST3) übermittelt.

Zusammenfassend gilt für alle verfügbaren Messdaten:

- Jahreszeitreihen liegen im 15-Minutenraster für gemittelte Messgrößen P und Q sowie die Außenleiterspannung U_{L1L3} vor.
- Es liegen für den Untersuchungszeitraum der angekündigten Leistungsrosselung Zeitreihen für gemittelte Messgrößen P und Q als Summenprofile, für die Außenleiterspannung U_{L2L3} an PP3 und PP4 in 30-Sekundenauflösung sowie für zeitsynchrone Messungen von P und Q und für die Außenleiterspannung U_{L1L3} an SS2 im 1-Minutenraster vor
 - Standortbedingt wurden die Daten der beiden parallel eispeisenden Kraftwerke an derselben Sammelschiene gemessen, daher wurden die Leistungsmessdaten der beiden Kraftwerke addiert und als Summenprofil verwendet.

Nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber ENS kann von einer sehr hohen Spannungssymmetrie im betrachteten Netzabschnitt ausgegangen werden. Durch die ebenfalls symmetrische Einspeisung des Erzeugers PP3 und PP4 kann eine gleichmäßige Beeinflussung der Spannung angenommen werden. Daher ist die methodische Vorgangsweise gemäß Kapitel 4.2.2 zulässig: die gemessene Außenleiterspannung U_{L1L3} wird am Bilanzknoten SS2 als zeitlich veränderliche Spannungsquelle eingepreist und der

simulierte Spannungsverlauf am Kundenanschluss mit dem Spannungsmessprofil U_{L2L3} verglichen. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass im Simulationsmodell unter Verwendung der RMS-Simulation rein symmetrische Größen betrachtet werden. Um die Laständerungen und deren Verläufe ausreichend genau beschreiben zu können, wurde diese Berechnungsmethode gewählt.

4.3.2 Validierung

Im ersten Schritt werden die in Kapitel 4.2.2 erwähnten statistischen Kenngrößen der Jahresmessreihen mit den Jahressimulationsergebnissen beider Szenarien an den entsprechenden Netzknoten miteinander verglichen. Ein spezielles Augenmerk wird dabei auf die beiden Bilanzknoten SS1 und SS2 gelegt, da hier die Annahme von Konstantspannungsquellen validiert werden soll. Für alle weiteren Knoten ist vor allem der zeitliche Verlauf der Wirk- und Blindleistung wesentlich bzw. deren Minimal-, Maximal- und Mittelwerte.

Zweitens wird durch Vergleich der elektrischen Zusammenhänge die in der Simulation festgestellte Auswirkung der Eingangsgrößen auf die Ausgangsgrößen validiert.

Vergleich der Kenngrößen

Im Anhang sind in Tabelle 27 die Ergebnisse des Kenngrößenvergleichs dargestellt. Aus Platzgründen wird auf eine Darstellung im Fließtext verzichtet, für die Netzknoten, abgesehen von SS1 und SS2, lassen sich jedoch folgende Aussagen ableiten:

- Ein direkter Vergleich **aller** Kenngrößen der Mess- und Simulationswerte ist lediglich für den Netzausläufer SSS2a→SSS1 möglich. Hier kann eine sehr gute Übereinstimmung gefunden werden. Eine Plausibilitätsprüfung der zeitlichen Kenngrößenverläufe hat gezeigt, dass durch die Niederschlagsabhängigkeit der Wasserkraftwerke beeinflussten Wirk- und Blindleistungsverläufe und die realen Netzzustände als Resultat von Trennerumschaltungen einen wesentlichen Einfluss auf die Messgrößen haben. Es ergeben sich teilweise Netzzustände, welche den Leistungsfluss verändern (vergl. „Dreieck“ SS1→SSS2a→SWST1 in Abbildung 28). Informationen dazu sind nicht im Detail verfügbar, da diesbezüglich keine zeitlichen Aufzeichnungen geführt werden. Zusätzlich ist bei gemessenen Spannungseinbrüchen nicht unbedingt von Messfehlern auszugehen, sondern von Trennerumschaltungen (Minimalwert der Spannung gleich bzw. nahezu Null). Fälle mit geringer Vergleichbarkeit sind wenig aussagekräftig und entsprechend in der Legende der Tabelle 27 im Anhang markiert
- in Hinblick auf die Blindleistung kann gesagt werden, dass für das Simulationsszenario mit Leistungsfaktor $\cos(\varphi)=0,95_{ind.}$ an den Erzeugern tendenziell eine weniger gute Übereinstimmung zu erkennen ist, als im Basisszenario

Die Spannungen an den Bilanzknoten SS1 und SS2 aus Tabelle 27 stimmen mit jenen der beiden UW-Abgänge SS1→SWST1 und SS2→SWST3 gut überein. Im Mittel liegt die Spannung an SS2 in beiden Fällen bei 1,12 p.u., an SS1 im Simulationsfall um 0,02 p.u. darunter. Der Maximalwert der Messgrößen

liegt um 0,04 p.u. über jenen der Konstantspannungsquellen. Voneinander abweichende Spannungswerte an SS1 und SS2 im Simulationsfall ergeben sich durch in der Realität geringfügig höher eingestellte Betriebsspannungen als 32,21 kV.

Für alle anderen Messgrößen gilt, dass diese in guter Näherung den Simulationsgrößen entsprechen. In Anbetracht der oben genannten Ausführung liefern sie jedoch ein plausibles Ergebnis.

Elektrische Zusammenhänge

Um die elektrischen Zusammenhänge für den steirischen Netzabschnitt zu validieren, wurden seitens der Konsortialpartner Messdaten für folgende, vom Projektteam angeforderte Leistungsrosselungen am Abgang SS2 in Richtung SWST3 (im Weiteren SS2→SWST3) an den Wasserkraftwerksstandorten PP3 und PP4 zur Verfügung gestellt (vergl. Abbildung 28):

- 1) Am 19.4.2017 wurde eine Drosselung der Einspeiseleistung auf etwa 1150 kW durchgeführt.
- 2) Am 3.5.2017 wurde eines der beiden Kraftwerke komplett abgeschaltet.

Im Folgenden werden gemessene und simulierte Verläufe nur für den 3.5.2017 dargestellt. Alle weiteren Verläufe können den Abbildungen im Anhang (Abbildung 44 - Abbildung 46) entnommen werden.

Für den eingangs erwähnten Abzweig SS2→SWST3 sind zeitsynchrone Messdaten verfügbar. Die Daten wurden auf dieselbe Zeitbasis, also 1-minütige Mittelwerte, gebracht. Alle Messdaten sind in Abbildung 29 dargestellt.

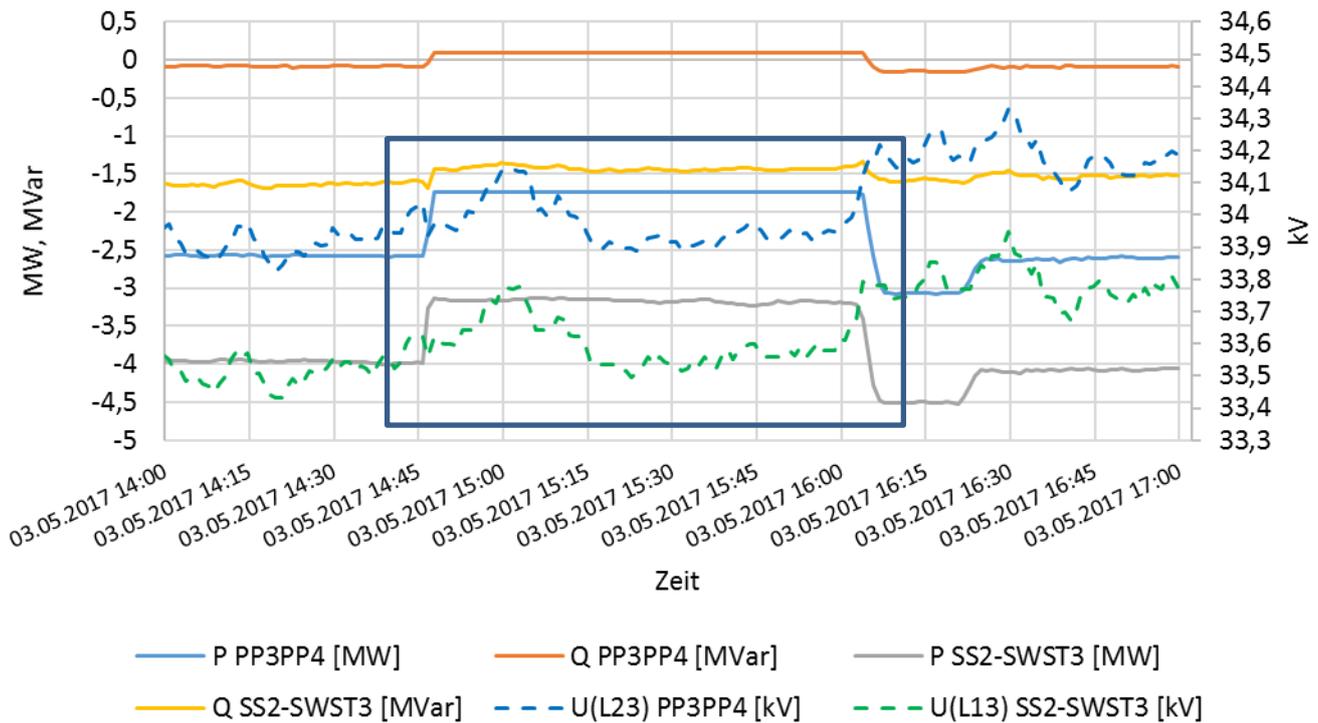


Abbildung 29: Abschaltung eines der beiden Wasserkraftwerke am Standort PP3 & PP4 als Summenprofil der Wirk- und Blindleistung, Messgrößen an der Kraftwerkssammelschiene und UW-Abgang SS2→SWST3 am 3.5.2017

Zusätzlich sind für beide Zeitbereiche Messdaten mit gleicher Charakteristik an zwei weiteren Abgängen SS2→SWST6 und SS2→SWST7 verfügbar. Abbildung 30 zeigt einen vergleichsweise konstanten Verlauf der Wirk- sowie Blindleistung. Es kann daher angenommen werden, dass die veranschaulichten Spannungen dadurch nicht merklich beeinflusst werden.

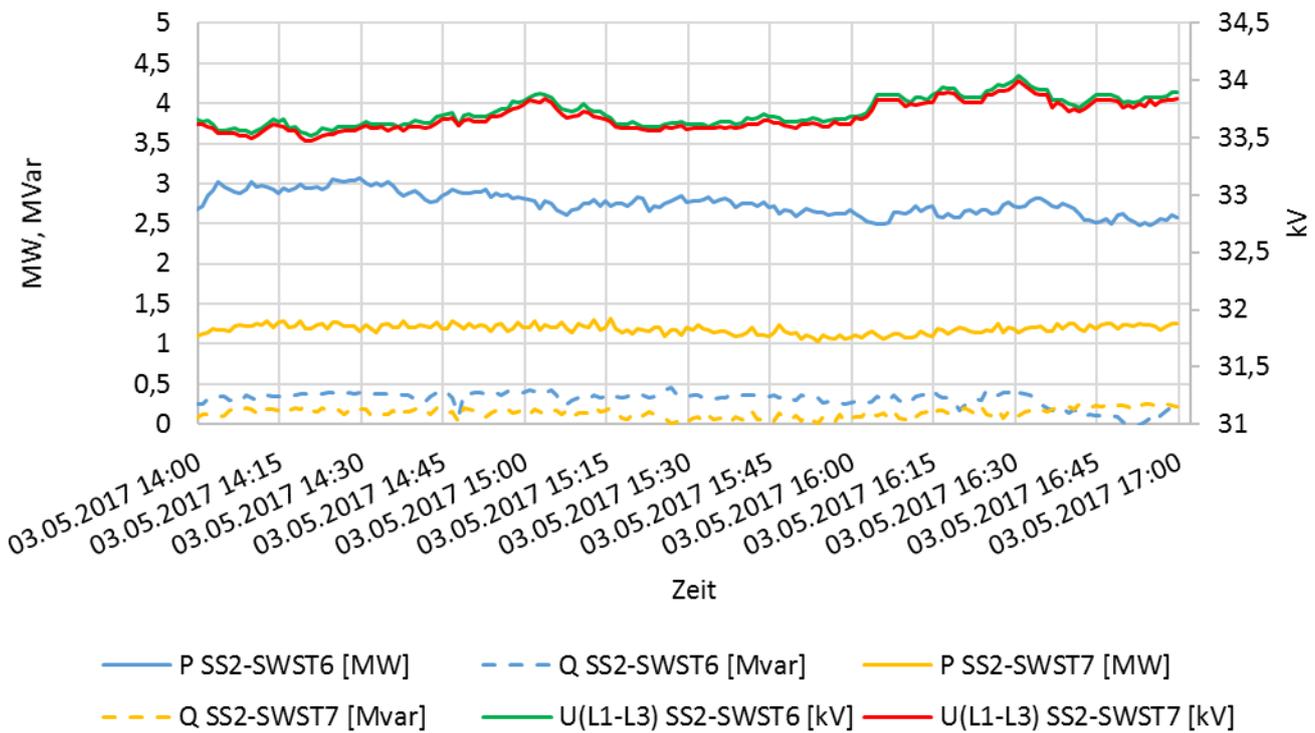


Abbildung 30: Zeitverläufe von Wirk- und Blindleistung sowie der Spannung an den Abgängen SS2→SWST6 und SS2→ SWST7 während des Zeitpunkts der Abschaltung am 3.5.2017

Die Detektion der Spannungsänderung wird nun durch Anlegen der Eingangsgrößen (Spannung an SS2, Wirk- und Blindleistung an PP3 und PP4) und Simulation der Ausgangsgröße (Spannung an PP3 und PP4) durchgeführt. In Abbildung 31 sind Ergebnisse der Simulation sowie gemessene Werte ersichtlich. Betrachtet man den Verlauf, so ist zu erkennen, dass die Netzspannung am Erzeugerknoten nur zu den Zeitpunkten der Wirkleistungsänderung (Ab- und Zuschaltung) an PP3 und PP4 von der Erzeugungseinheit merklich beeinflusst wird. Ansonsten ist der Spannungsverlauf durch die vorhandene Spannung am Bilanzknoten bestimmt. Dieses Verhalten gilt für gemessene und simulierte Größen. Der Spannungsverlauf selbst kann Abbildung 32 entnommen werden.

Ebenso zeigt eine Detailanalyse der Spannungsänderung in Tabelle 16, dass Maximal-, Minimal und Mittelwert von Messung und Simulation gut übereinstimmen.

Tabelle 16: Gegenüberstellung der Mess- und Simulationsergebnisse für den Zeitbereich während der Abschaltung am 3.5.2017

	Messung	Simulation	Δ	Messung	Simulation	Δ	Messung	Simulation	Δ
	Mittelwert			Minimalwert			Maximalwert		
U [kV]	33,950	33,675	0,275	33,825	33,560	0,265	34,144	33,873	0,271
ΔU [V]	0,0	0,1	0,1	-103,2	-73,8	29,4	93,3	116,5	23,2

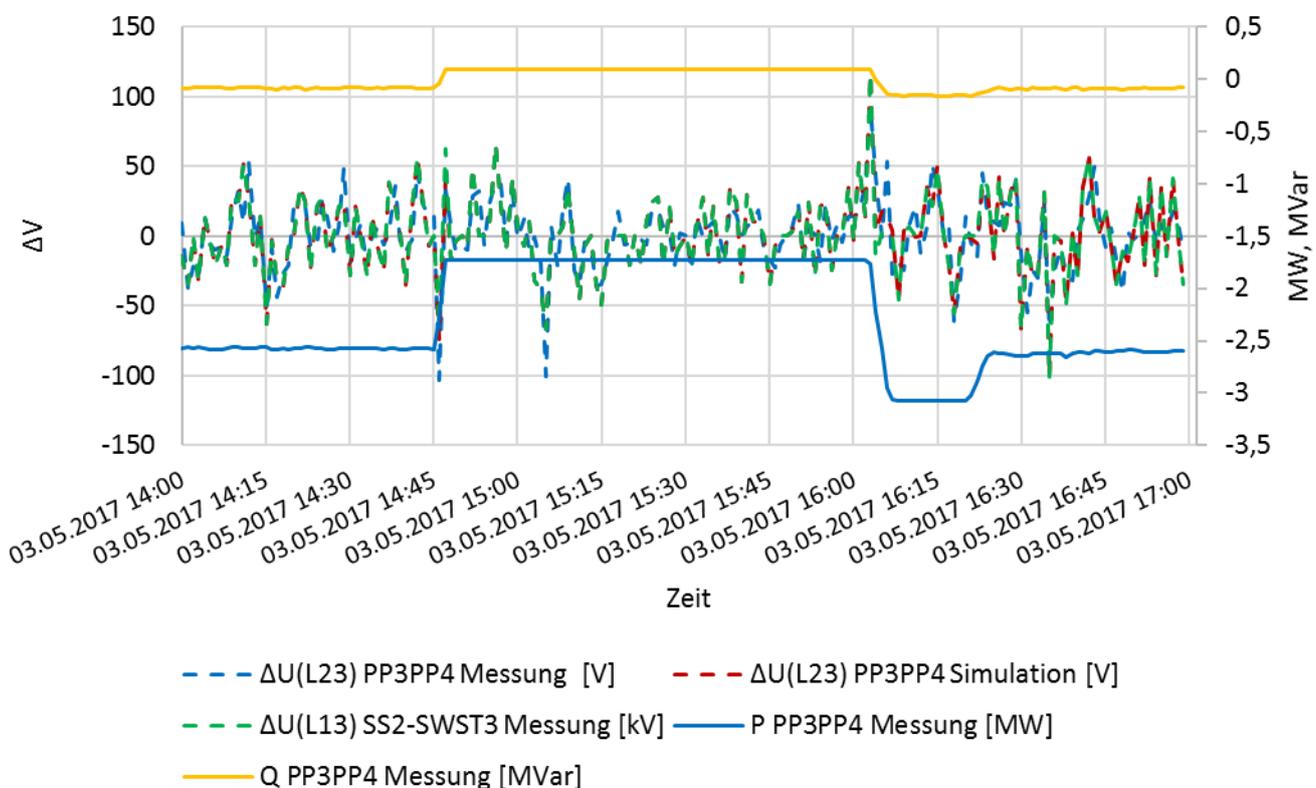


Abbildung 31: Spannungsänderung an PP3 und PP4 als Vergleich zwischen Mess- und Simulationsdaten bei gegebenen Eingangsgrößen

Das durchschnittliche Spannungsniveau im restlichen Netz bzw. im Netzabgang SS2→SWST3 im Simulationsmodell kann für die betrachteten Zeiträume nicht wiedergegeben werden, da weitere Eingangsgrößen wie zum Beispiel das Verbraucher- und Erzeugerverhalten nicht bekannt sind (vergl. Abbildung 32). Zwar steht die Information über die Nennwirkleistung aller Erzeugungseinheiten in diesem Abgang zur Verfügung, allerdings konnte nicht erhoben werden, mit welcher Leistung und an welchem Anschlusspunkt in den beiden Zeitbereichen eingespeist wurde.

Unter der Annahme, dass sich die Differenz der Wirkleistung zwischen dem Abgang SS2→SWST3 und der Erzeugungsleistung von PP3 und PP4 auf die restlichen Kraftwerke des Abgangs anteilmäßig anhand deren Gesamtnennwirkleistung verteilen lässt, konnte gemäß Abbildung 32 zwar eine Erhöhung des Spannungsniveaus (Verlauf U mit *zusätzlichen Erzeugern*), jedoch keine Übereinstimmung gefunden werden. Weiters konnte gezeigt werden, dass bei konstanter Spannung am Bilanzknoten eine Spannungsbeeinflussung durch Einprägen der gemessenen Wirk- und Blindleistung an PP3 und PP4 bemerkbar ist (Verlauf mit *konstanter Spannung*) bzw. der Spannungsabfall über das Leitungsstück ohne jegliche Erzeugung und Verbrauch wie erwartet stattfindet (Verlauf *ohne Erzeugung*). Diese Varianten wurden nur für den Tag 3.5.2017 simuliert, da aufgrund der geringeren Differenzleistung am 19.4.2017 keine signifikanten Verbesserungen zu erwarten sind.

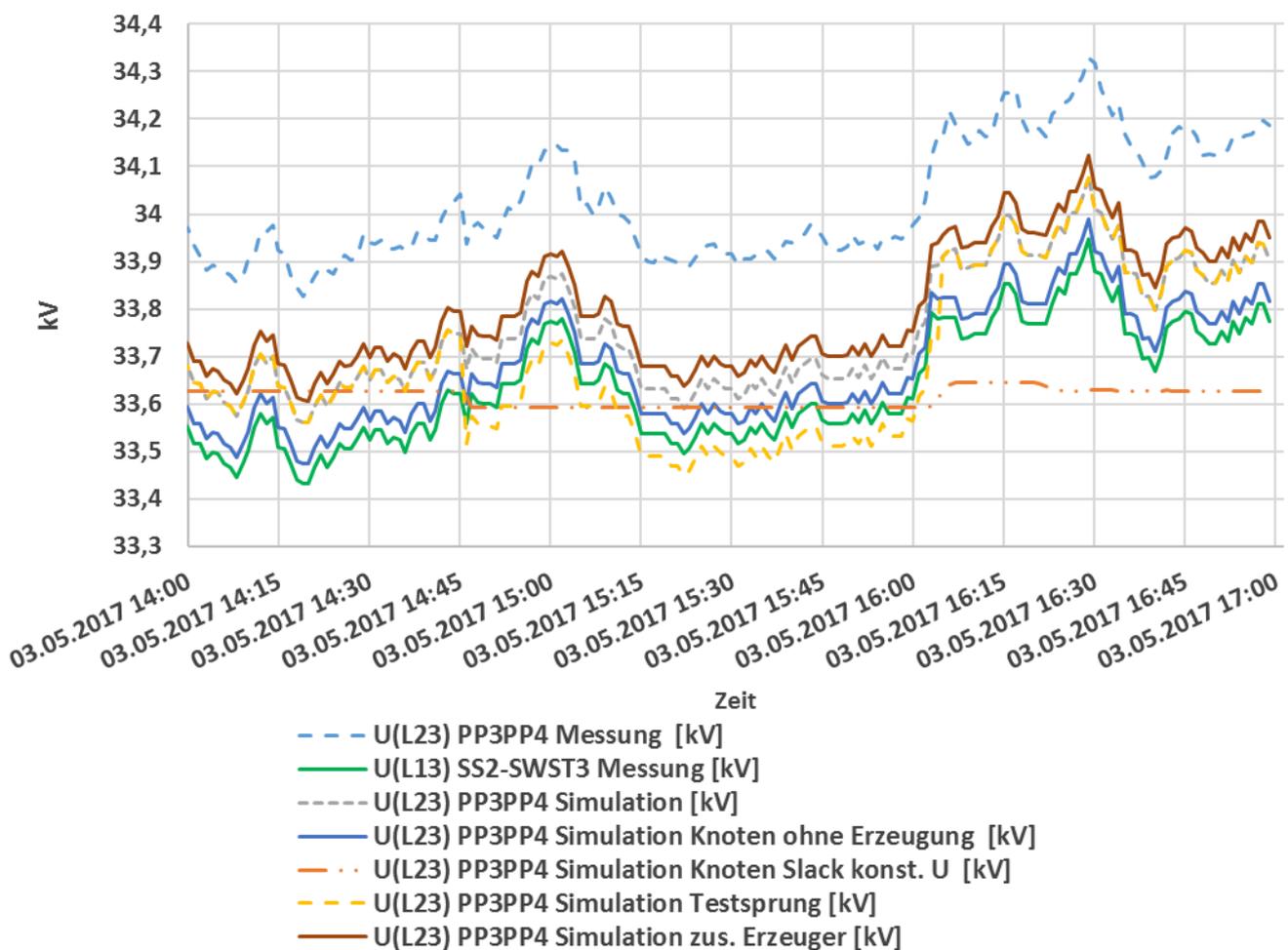


Abbildung 32: Spannungsverläufe infolge einer Variation der Eingangsgrößen

Als Ursache für die geringere Durchschnittsspannung in der Simulation kann eine geringere Betriebsspannung im Simulationsmodell ausgeschlossen werden, da es sich im Fall der Reaktion der Ausgangsgrößen auf entsprechende Eingangsgrößen bei Letzteren ebenfalls um Messdaten handelt. Ob

im Simulationsmodell eine Wirkleistungsänderung überhaupt eine merkliche Spannungsänderung zur Folge haben kann, ist ebenfalls aus Abbildung 32 (*Testsprung*) zu entnehmen. Hier hat eine hypothetische Wirkleistungsänderung von 5 MW (Erzeuger wird zum Verbraucher) im Zeitbereich von 14:45 bis 16:00 Uhr eine hohe Spannungsänderung zur Folge.

Abschließend zeigt Tabelle 17 den Vergleich der Kenngrößen für die Leistungsdrosselung am 19.4.2017. Auch hier kann eine gute Übereinstimmung festgestellt werden.

Tabelle 17: Gegenüberstellung der Mess- und Simulationsergebnisse für den Zeitbereich während der Drosselung am 19.4.2017

	Messung	Simulation	Δ	Messung	Simulation	Δ	Messung	Simulation	Δ
	Mittelwert			Minimalwert			Maximalwert		
U [kV]	34,315	34,069	0,246	34,110	33,854	0,257	34,451	34,205	0,246
ΔU [V]	1,4	0,6	0,8	-54,6	-45,1	9,5	42,3	29,2	13,1

4.3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Vergleich der gemessenen und simulierten Kenngrößen P, Q und U an den erwähnten Messpunkten kann in direkter Weise lediglich für Netzausläufer erfolgen. Die tabellarisch aufgearbeiteten Kenngrößen zeigen jedoch speziell für die Annahme zweier Konstantspannungsquellen an SS1 und SS2 eine gute Näherung zur Realität. Im Sinne der Blindleistungsbilanz an den Netzknoten ist das Basisszenario ohne Vorgabe eines fixen $\cos(\varphi)$ für Erzeuger als Abbildung des tatsächlichen Netzzustandes vorzuziehen. Es wird aber empfohlen verbraucherseitig einen $\cos(\varphi)$ von 0,95_{ind.} anzunehmen.

Die simulatorisch ermittelte Änderung der Spannung am Einspeisepunkt der Wasserkraftwerke PP3 und PP4 für die beiden Betrachtungszeiträume stimmt in guter Näherung mit den Messergebnissen überein. Das durchschnittliche Spannungsniveau kann mit den verfügbaren Messdaten bzw. Informationen nicht korrekt nachgebildet werden, weicht aber mit einer Differenz von weniger als 1 % der Nennspannung nur leicht davon ab. Entsprechend der gewählten Methodik ist dies jedoch von geringerer Bedeutung.

Eine gefährdende Auswirkung auf den Netzbetrieb konnte aufgrund der vorhandenen Messdaten nicht festgestellt werden.

Daher kann für den Netzabschnitt mit der Verbindung zwischen SS2 und PP3/PP4 das Simulationsnetz als validiert erachtet werden. Ebenso lässt sich daraus ableiten, dass die Simulationssoftware DIGSilent PowerFactory elektrische Zusammenhänge in Stromnetzen in hohem Maße realitätsnah abbildet.

4.4 Netzabschnitt Slowenien – Šiška

An dieser Stelle wird ein 10 kV-Netzabschnitt betrachtet. Die Kopplung ans überlagerte 110 kV-Hochspannungsnetz geschieht über das Umspannwerk RTP Šiška, wie aus Abbildung 33 ersichtlich ist. Das Ringnetz ist als Kabelnetz ausgeführt, wobei sich Haushaltskunden, Industriekunden sowie Erzeuger (BHKW) an mehreren Netzknoten befinden.

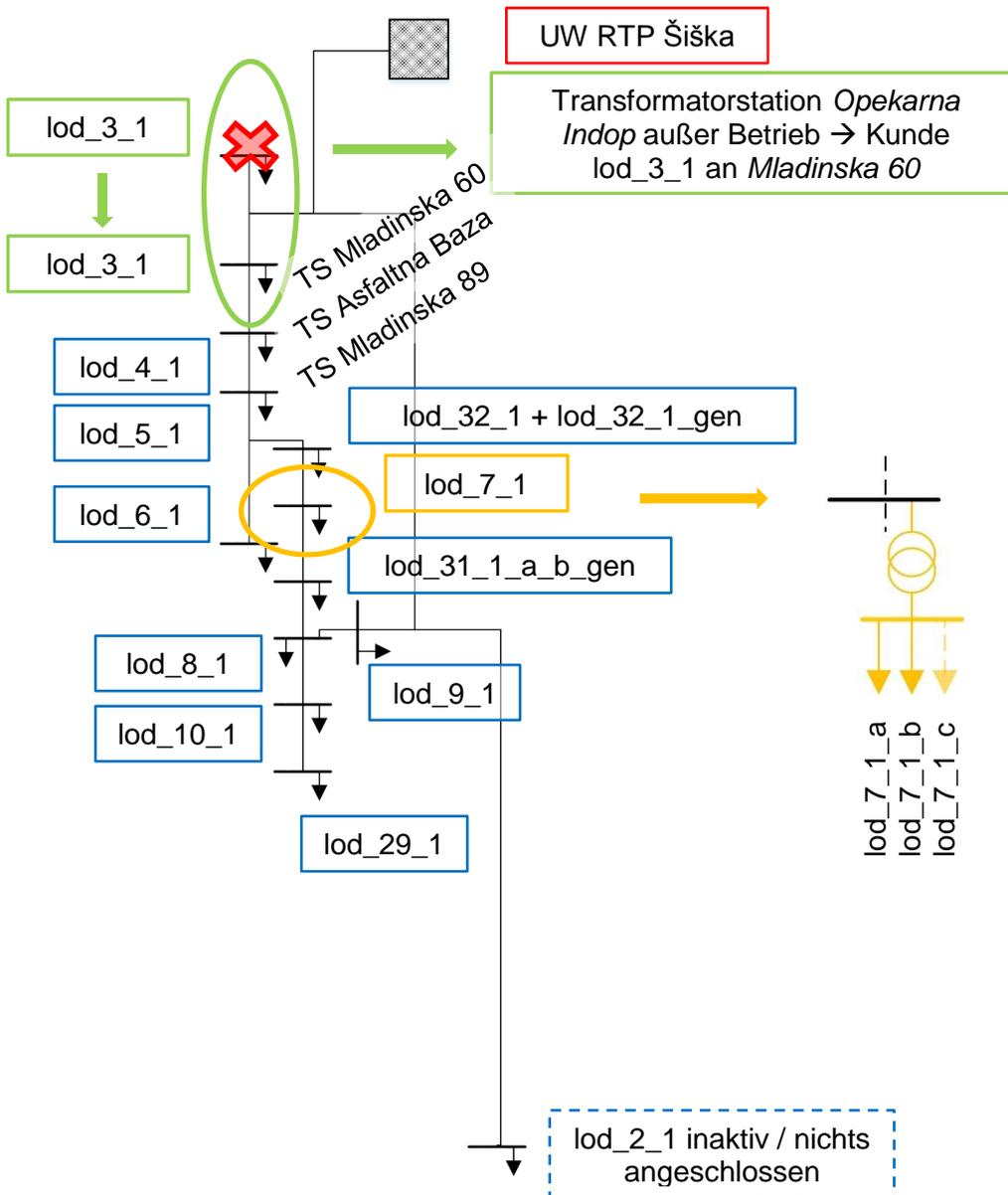


Abbildung 33: Darstellung des Netzplans Šiška als einpoliges Schema mit eingezeichneten Lasten, Umspannwerk sowie Änderungen an den Transformatorstationen und lod_{7_1} im Detail; das Lastsymbol stellt Lasten oder Erzeuger bzw. eine Kombination beider dar

Der Netzabschnitt wurde in der Netzsimulationssoftware DlgSILENT PowerFactory als 10 kV-Netz modelliert. Dazu wurden folgende Vereinfachungen/Annahmen getroffen:

- Lasten und Erzeuger sind als Wirkleistungslasten auf der 10kV-Spannungsebene abgebildet
- Das 110/10 kV-Umspannwerk RTP Šiška (Bilanzknoten) wird durch eine 10,35 kV-Konstantspannungsquelle modelliert
- Die Kundenprofile basieren teilweise auf historischen Wirkleistungsmesswerten aus dem Jahr 2014 sowie teilweise auf standardisierten Lastprofilen.

Auf dieser Grundlage wurde das Basisszenario simuliert. Für weitere Details sei auf Deliverable D3 verwiesen.

Für die folgenden Ausführungen gilt es zu beachten, dass im Vergleich zum ursprünglichen Simulationsmodell einige Änderungen im Netzabschnitt und infolge auch im Simulationsmodell der Validierung aufgetreten sind (vergl. Abbildung 33):

- lod_3_1 wird aktuell (seit 2015) nicht mehr am ursprünglichen MS/NS-Transformator betrieben (*Opekarna Indop* (nun außer Betrieb) → *Mladinska 60*)
- lod_4_1 und lod_5_1 wurden im Simulationsmodell an den Netzknoten *Mladinska 60* und *Asfaltna baza* betrieben. Berichtigt befinden sie sich an *Asfaltna baza* und *Mladinska 89*
- für Letztere ist aufgrund der kurzen Leitungsstücke dazwischen (einige hundert Meter) keine nennenswerte Auswirkung zu erwarten

4.4.1 Datengrundlage

Für die Validierung des Netzabschnitts Šiška stehen gemessene Zeitreihen von September 2016 bis Jänner 2017 zur Verfügung. Eine Flexibilitätsaktivierung hat nicht stattgefunden, es finden sich jedoch geeignete Messdaten, um die elektrischen Zusammenhänge bestimmen zu können. Details zu Merkmalen aller Messungen können aus dem Anhang Tabelle 25 entnommen werden.

Zusammenfassend für alle verfügbaren Messdaten gilt:

- Messzeitreihen in teilweiser Kombination mit gewichteten H0-Standardlastprofilen (vergl. [7]) an 10/0,4 kV-Transformatorabgängen (Summenlasten) liegen im 15-Minutenraster für gemittelte Wirkleistungsmessgrößen vor, lod_9_1 und lod_10_1 werden rein durch gewichtete H0-Standardlastprofile gebildet (vergl. Tabelle 22)
- Messreihen für vier Zeitperioden zwischen September und November 2016 am UW RTP Šiška liegen in 1-Minutenauflösung für gemittelte Messgrößen P, Q und Strangspannungen vor
- Messreihen zur möglichen Klärung der elektrischen Zusammenhänge liegen vor
 - Als P/Q/U-Profil in 1-Minutenauflösung und P/Q/U-Profil in 15-Minutenauflösung für lod_3_1

- Als P/Q/U-Profil in 1-Minutenauflösung und P/Q/U-Profil in 15-Minutenauflösung für lod_7_1_b (vergl. Detailansicht Abbildung 33)
- Messreihen am UW RTP Šiška in 1-Minutenauflösung für gemittelte Messgrößen P, Q und Strangspannungen
- Messreihen an allen weiteren 10/0,4 kV-Transformatorabgängen (Summenlasten, niederspannungsseitig) im 15-Minutenraster für gemittelte Messgrößen P und Q sämtlicher Lasten, andernfalls wird auf standardisierte H0-Lastprofile oder eine Kombination zurückgegriffen

Eine Plausibilitätsprüfung der Messdaten durch Vergleich der Summenwirklast mit der Wirkleistung am Umspannwerk RTP Šiška war erfolgreich, daher kann für die vier gemessenen Zeitperioden ein Vergleich der Kenngrößen für in Summe etwa ein Monat zwischen dem Zeitbereich vom 27.9.2016 bis 21.11.2016 gezogen werden.

Weiters wurden für die etwa einmonatige Vergleichsperiode folgende Anpassungen vorgenommen:

- Der 31.10.2014 (Freitag) sowie 1.11.2014 (Samstag) sind Feiertage, wohingegen diese im Jahr 2016 auf einen Montag und Dienstag fallen – diese Tage werden ausgelassen
- Beide Zeitreihen wurden so verschoben, dass diese am selben Wochentag beginnen

Für die Validierung der elektrischen Zusammenhänge wurde lod_7_1_b gewählt, da im Vergleich zu lod_3_1 größere Wirkleistungsänderungen stattfinden.

4.4.2 Validierung

Zunächst wird auf den Vergleich der Kenngrößen eingegangen. Es gilt, dass Mittel-, Minimal- und Maximalwerte eine Aussage über die Erstellung des korrekten Simulationsmodells liefern sollen. Die Ergebnisse werden detailliert für den Bilanzknoten RTP Šiška präsentiert, die Ergebnisse für die Lasten anhand einer Tabelle beschrieben.

Anschließend wird auf die elektrischen Zusammenhänge auf Grundlage der Lastsituation an lod_7_1 28.9.2016 eingegangen.

Vergleich der Kenngrößen

Die Ergebnisse für den Bilanzknoten RTP Šiška sind in Abbildung 34 bis Abbildung 36 dargestellt. Zunächst ist anhand der Häufigkeitsverteilung der Wirkleistung ersichtlich, dass die Werte von Messung und Simulation über etwa dieselbe Bandbreite tendenziell gleich verteilt sind. Für die Blindleistungsverteilung aus Abbildung 35 gilt, dass im Fall der Simulation ein Mittelwert bei -112 kVar zu finden ist. Im Gegensatz dazu verhalten sich die Messwerte gänzlich induktiv. Schlussfolgernd kann ausgesagt werden, dass wegen der reinen Wirkleistungslasten in der Simulation des Basisszenarios das kapazitive Kabelnetz für das Ergebnis verantwortlich ist.

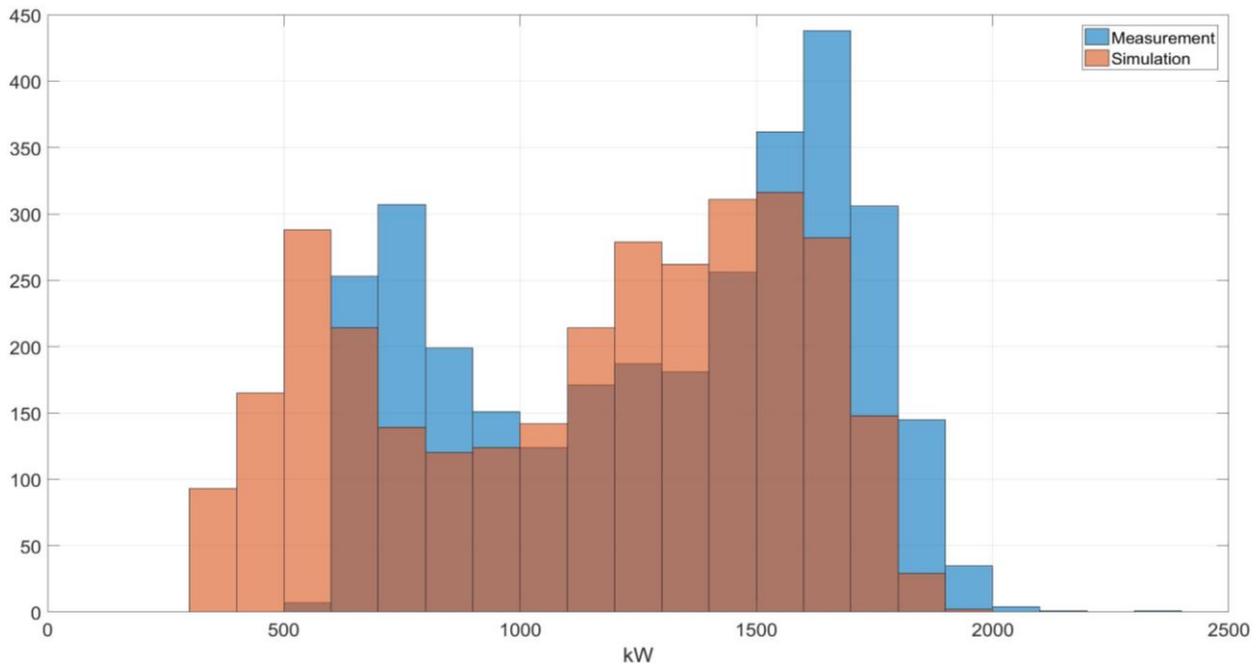


Abbildung 34: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Wirkleistung am UW RTP Šiška

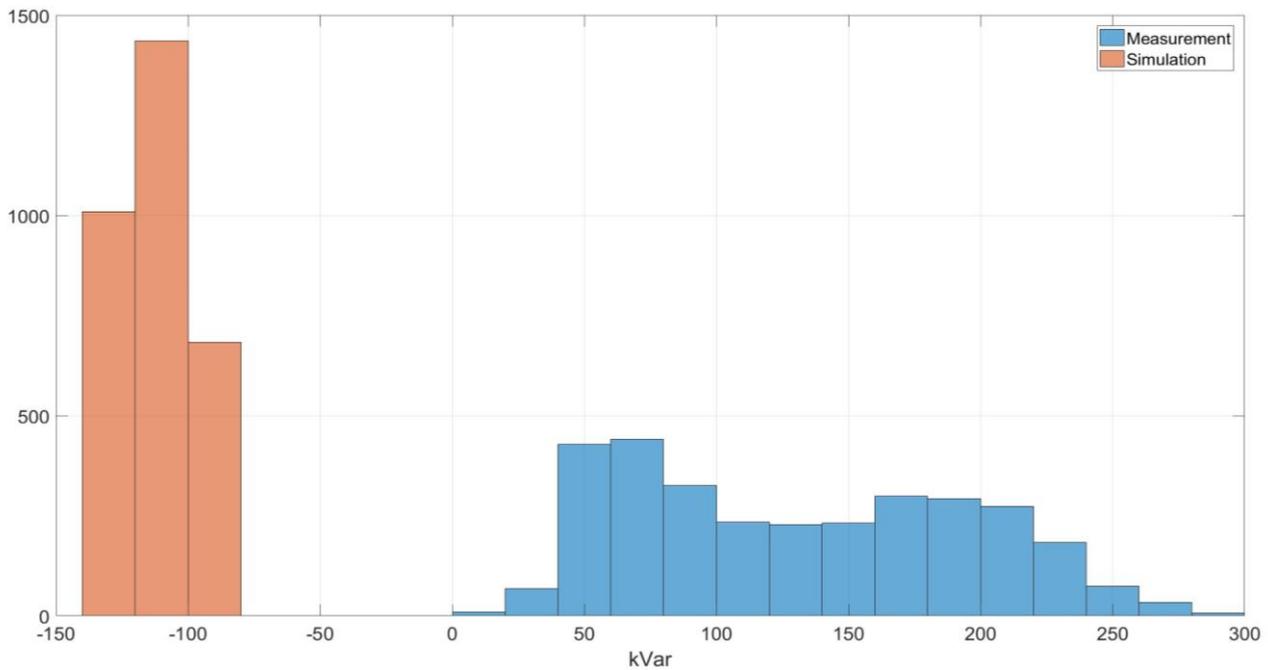


Abbildung 35: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Blindleistung am UW RTP Šiška

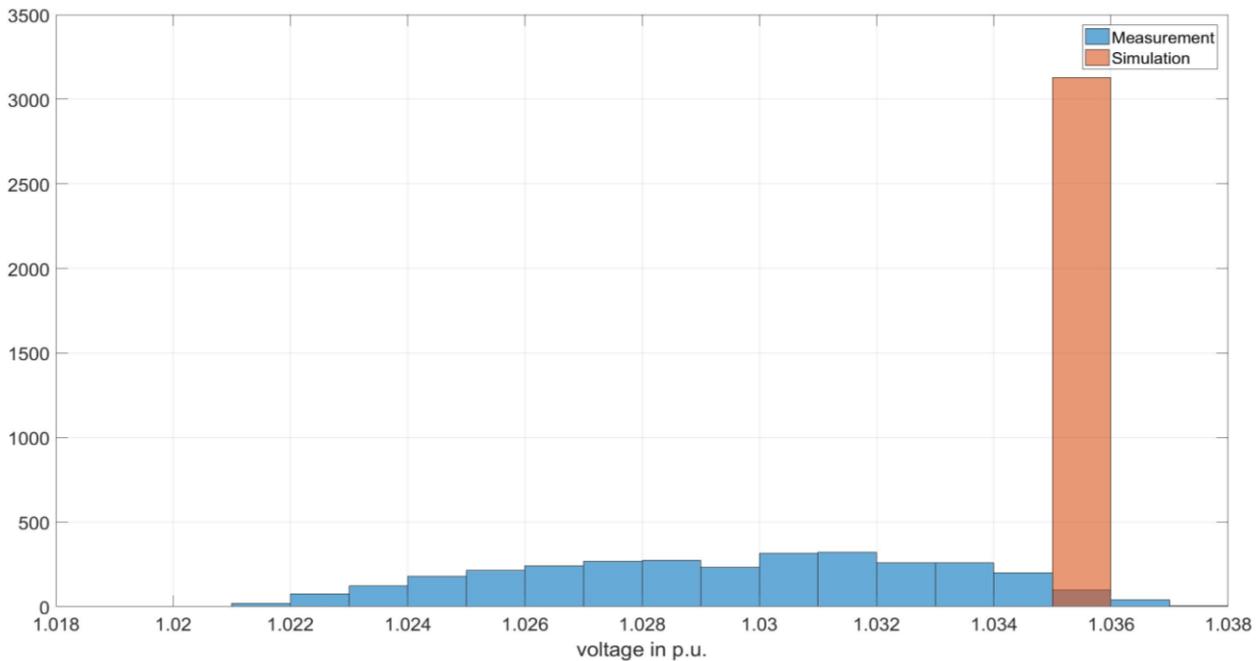


Abbildung 36: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Spannung in p.u. am UW RTP Šiška

Betreffend die Annahme einer Konstantspannungsquelle als Bilanzknoten zeigt Abbildung 36, dass dies eine gute Abbildung der Realität darstellt. Die Kenngrößen sind in Tabelle 18 nochmals aufbereitet dargestellt.

Tabelle 18: Kenngrößenvergleich für das UW RTP Šiška

	P in kW		Q in kVar		U in p.u. @ 10kV	
	Messung	Simulation	Messung	Simulation	Messung	Simulation
Minimalwert	550	323	5	-130	1,020	1,035
Maximalwert	2303	1953	295	-82	1,037	1,035
Mittelwert	1297	1134	131	-112	1,029	1,035

Wie bereits erwähnt, standen für das Basisjahr in der Simulation für einige Lasten lediglich Wirkleistungsgrößen der niederspannungsseitigen Transformatorabgänge zur Verfügung. Diesbezüglich kann basierend auf der Auswertung in Tabelle 19 nur darauf eingegangen werden, ob für diese Verläufe ähnliche Größenordnungen anzutreffen sind.

Tabelle 19: Vergleich der in der Simulation verwendeten Lastprofile (2014) mit aktuellen Messdaten (2016) für den Zeitbereich von September bis Dezember 2016 und deren Abweichungen voneinander für den Netzabschnitt Šiška

	2016	2014		2016	2014		2016	2014	
P in kW	Mittelwert		Δ	Minimalwert		Δ	Maximalwert		Δ
lod_10_1	84	91	7	27	29	2	193	208	15
lod_29_1	191	158	33	52	52	0	437	337	101
lod_31_1	77	71	6	-49	-60	11	522	338	184
lod_32_1	241	268	28	42	0	42	508	547	40
lod_3_1	37	14	23	6	0	6	110	44	66
lod_4_1	57	51	6	4	0	4	224	329	106
lod_5_1	46	53	7	22	0	22	97	124	27
lod_6_1	54	50	4	15	14	2	144	115	29
lod_7_1	108	111	3	-31	-34	3	360	411	51
lod_8_1	179	170	9	51	60	8	399	362	37
lod_9_1	68	68	1	22	22	0	156	154	2
Legende:	Messung			Messung+H0			H0		

Für Lasten mit H0-Standardlastprofil ergeben sich Abweichungen wegen einer unterschiedlichen Anzahl an versorgten Haushalten zwischen dem Basisjahr und dem Jahr der Validierungsdaten entsprechend ihres Jahresenergieverbrauchs. Für Messungen in Kombination mit Standardlastprofilen sind Abweichungen ebenfalls durch verschiedene Haushaltsanzahl und auch durch die Messungen selbst ausschlaggebend. Im Bereich der reinen Messdatenprofile ist bis auf lod_3_1 ein sehr zufriedenstellendes Resultat gegeben.

Bei näherer Betrachtung der einzelnen Zeitverläufe ist weiters festzustellen, dass plötzlich auftretende Nullwerte (vermutlich Mess- oder Datenfehler) das Auswertungsergebnis verfälschen. Diese Datenfehler treten vereinzelt in den Messwerten des Basisjahres 2014 auf, aus den Validierungsdaten 2016 wurden offensichtliche Datenfehler entfernt. Dadurch können sich größere Diskrepanzen etwa in der Spalte des Minimalwertes ergeben.

Aufgrund dieser Ergebnisse lässt sich im Allgemeinen sagen, dass für den Validierungszeitraum vom 7.10.2016 bis 21.11.2016 die getätigten Annahmen und verwendeten Kundenanschlussprofile im Simulationsmodell eine plausible Grundlage für die im Arbeitspaket 3 durchgeführte Simulation darstellen. Lediglich im Bereich des Blindleistungshaushalts der Lasten sind Anpassungen notwendig. Diese Anpassungen wurden in einem zweiten Schritt im Arbeitspaket 3 durchgeführt.

Elektrische Zusammenhänge

Der Vergleich der elektrischen Zusammenhänge wird nun anhand des Verhaltens der Summenlast lod_7_1 illustriert (vergl. Abbildung 33). Hier handelt es sich um mehrere Abnehmer, wobei lod_7_1_a ein standardisiertes Haushaltlastprofil durchfährt und lod_7_1_b den gemessenen Kundenanschluss bedeutet. Für lod_7_1_c (Straßenbeleuchtung, ...) sind keine Daten verfügbar, womit diese Last in den Berechnungen nicht beachtet wird. Spannungsmessungen liegen am niederspannungsseitigen Anschluss von lod_7_1_b vor. Der 10/0,4 kV-Transformators wurde nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber EILJ mit den entsprechenden Betriebsdaten in der Simulationsumgebung modelliert.

Zusätzlich wurden Messdaten jeder weiteren Last im Netzabschnitt für diesen Zeitabschnitt eingebunden. Weil diese Daten nur in 15-Minutenauflösung verfügbar sind, wurden alle Messdaten an lod_7_1_b sowie am UW RTP Šiška an diese Zeitschritte angepasst und anschließend die Simulation zur Bestimmung der elektrischen Zusammenhänge durchgeführt.

Einen Vergleich der gemessenen und simulierten Spannung an lod_7_1_b veranschaulicht Abbildung 37. Es ist ersichtlich, dass vergleichsweise hohe Wirkleistungsänderungen und der Wirkleistungsbezug am Vormittag die Spannung an lod_7_1 beeinflusst. Im Zeitbereich davor ist der Einfluss der Netzspannung dominierend, danach Einflüsse der Netzspannung sowie von lod_7_1_a bemerkbar. Beides, die Ergebnisse der Simulation als auch der Messung, sind dadurch in ähnlicher Weise betroffen. Offensichtlich kommt es aber zu einem Offset der Verläufe (vergl. Abbildung 37, Bild unten), der etwa durch die fehlende Verbindungsleitung zu den einzelnen Kunden hervorgerufen werden kann. Ein Absinken der Spannung kann zusätzlich auch durch induktives Verhalten aller Verbraucher im Netz begründet sein. Dazu ist ebenfalls in Abbildung 37 ein simulierter Spannungsverlauf einsehbar.

Ein Blick auf die hervorgerufene zeitliche Spannungsänderung (siehe Abbildung 37, Bild unten) macht deutlich, dass sich beide Verläufe innerhalb ihrer Bandbreiten tendenziell sehr stark annähern. Der Unterschied beträgt nie mehr als 1 V. Diesen Schluss lässt auch Tabelle 20 zu.

Tabelle 20: Kenngrößen der Spannungsverläufe und deren zeitlicher Änderung. Für letztere beschreibt der Minimalwert die größte negative Änderung usw.

	Messung	Simulation		Messung	Simulation		Messung	Simulation	
	Mittelwert		Δ	Minimalwert		Δ	Maximalwert		Δ
Spannung [V]	236,8	245,7	8,9	232,0	241,6	9,7	242,2	250,1	8,0
dU/dt [V/15min]	0,01	0,00	0,01	-2,42	-2,41	0,02	2,27	2,35	0,09

Damit kann bezüglich der elektrischen Zusammenhänge der modellierte Netzabschnitt Šiška vom Bilanzknoten bis zum Anschlusspunkt von lod_7_1 (Ringnetz!) basierend auf dem Vergleich der Spannungsänderungen als gültig betrachtet werden.

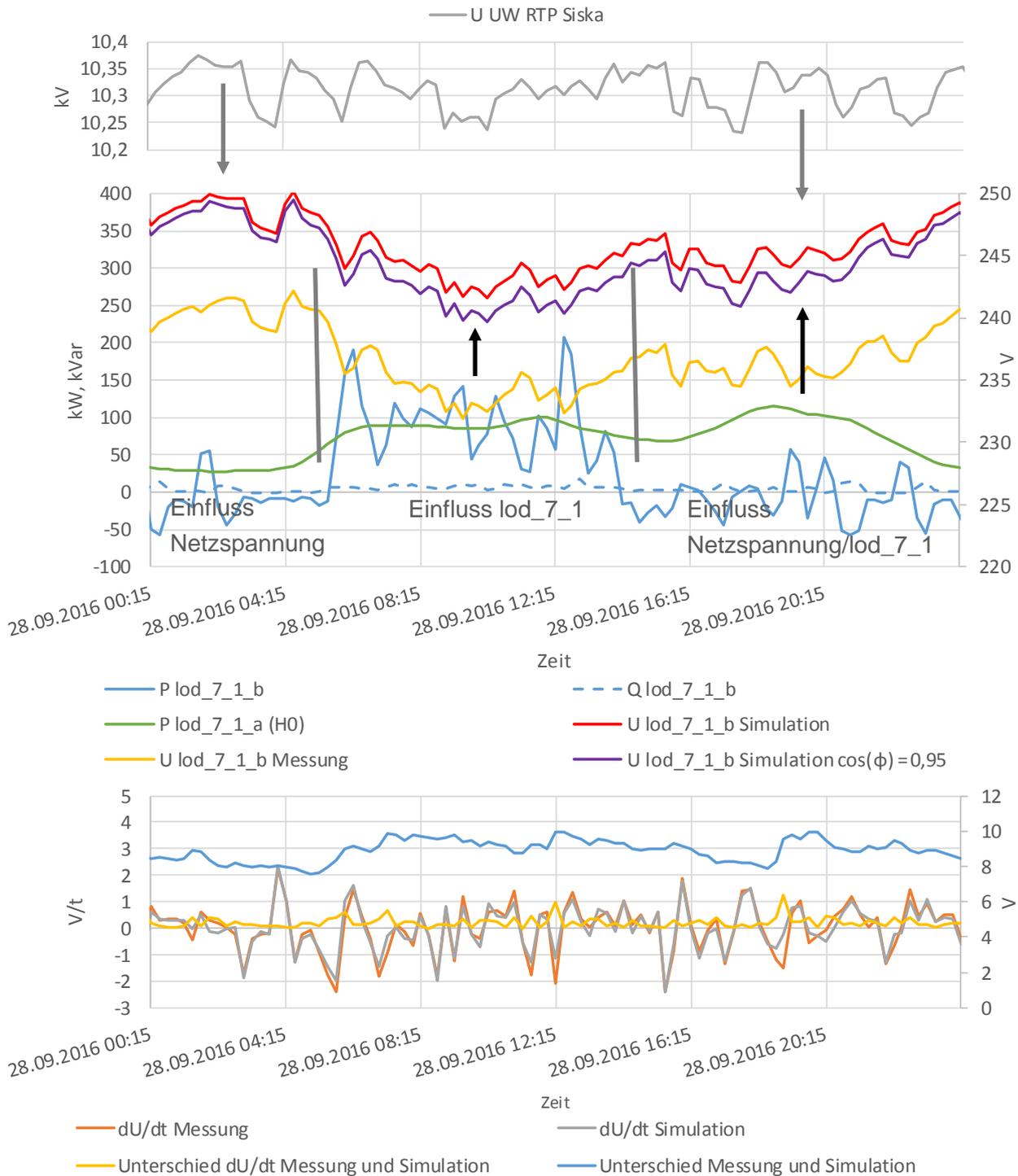


Abbildung 37: Spannungsverläufe an lod_7_1 in der mittleren Abbildung sowie dessen Leistungsverläufe. Der obere Verlauf zeigt die Eingangsgrößen an der Spannungsquelle (U UW RTP Šiška). Nicht dargestellt sind Wirk- und Blindleistungsverläufe der restlichen Lasten. Die Verläufe unten zeigen die zeitliche Spannungsänderung und deren Differenz sowie den Unterschied im Spannungsverlauf.

4.4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Kapitel 4.4.2 konnte gezeigt werden, dass die Wirkleistungsprofilen der Kundenanschlüsse für den Vergleichszeitraum in weiten Bereichen tendenziell gut übereinstimmen. Ebenso bildet die Annahme einer Konstantspannungsquelle die realen Spannungsverhältnisse gut ab. Bezüglich der Blindleistungsbilanz ist ersichtlich, dass im Netzmodell Blindleistung bereitgestellt wird, was auf das kapazitive Kabelnetz zurückzuführen ist. Es wurde daher empfohlen, für alle simulierten Verbraucher einen konstanten $\cos(\varphi)$ von 0,95_{ind.} anzunehmen bzw. einen Abgleich mit aktuell verfügbaren Messdaten am Umspannwerk vorzunehmen.

Da in diesem Netzabschnitt keine angekündigte Schalthandlung durchgeführt wurde, diente ein hochaufgelöstes Kundenprofil als Ausgangsbasis für die Auswertung. Dabei wurde die größte Wirkleistungsänderung im Messzeitraum herangezogen. Eine Auswirkung dieser Änderung auf das elektrische Netz ist in diesem Fall am Kundenanschlusspunkt über eine Spannungsänderung nachweisbar, die Beeinflussung im Sinne der Anschlussrichtlinien allerdings vernachlässigbar.

Schließlich zeigt der Vergleich der elektrischen Zusammenhänge für den Zeitbereich der Aktivierung, dass unter Kenntnis eines Großteils der Last- sowie Erzeugungszustände und des Spannungsverlaufs am Bilanzknoten, dass der simulierte Spannungsänderungsverlauf am Kundenanschlusspunkt in hohem Maße mit dem real gemessenen Verhalten übereinstimmt.

Damit kann auch das Simulationsmodell für diesen Netzabschnitt als valide erachtet werden.

4.5 Netzabschnitt Slowenien – Črnomelj

Bei diesem Netzabschnitt handelt es sich um ein 20 kV-Netz, welches eine Betriebsnennspannung von 20,7 kV aufweist. Die Kopplung ans überlagerte 110 kV-Hochspannungsnetz geschieht über das Umspannwerk (UW) RTP Loka, wie aus Abbildung 38 ersichtlich ist. Das Netz ist ebenfalls als Kabelnetz ausgeführt, wobei sich auch an entfernten Netzknoten Industriekunden sowie Erzeuger (Kraftwärmekopplung, *KWK*) befinden.

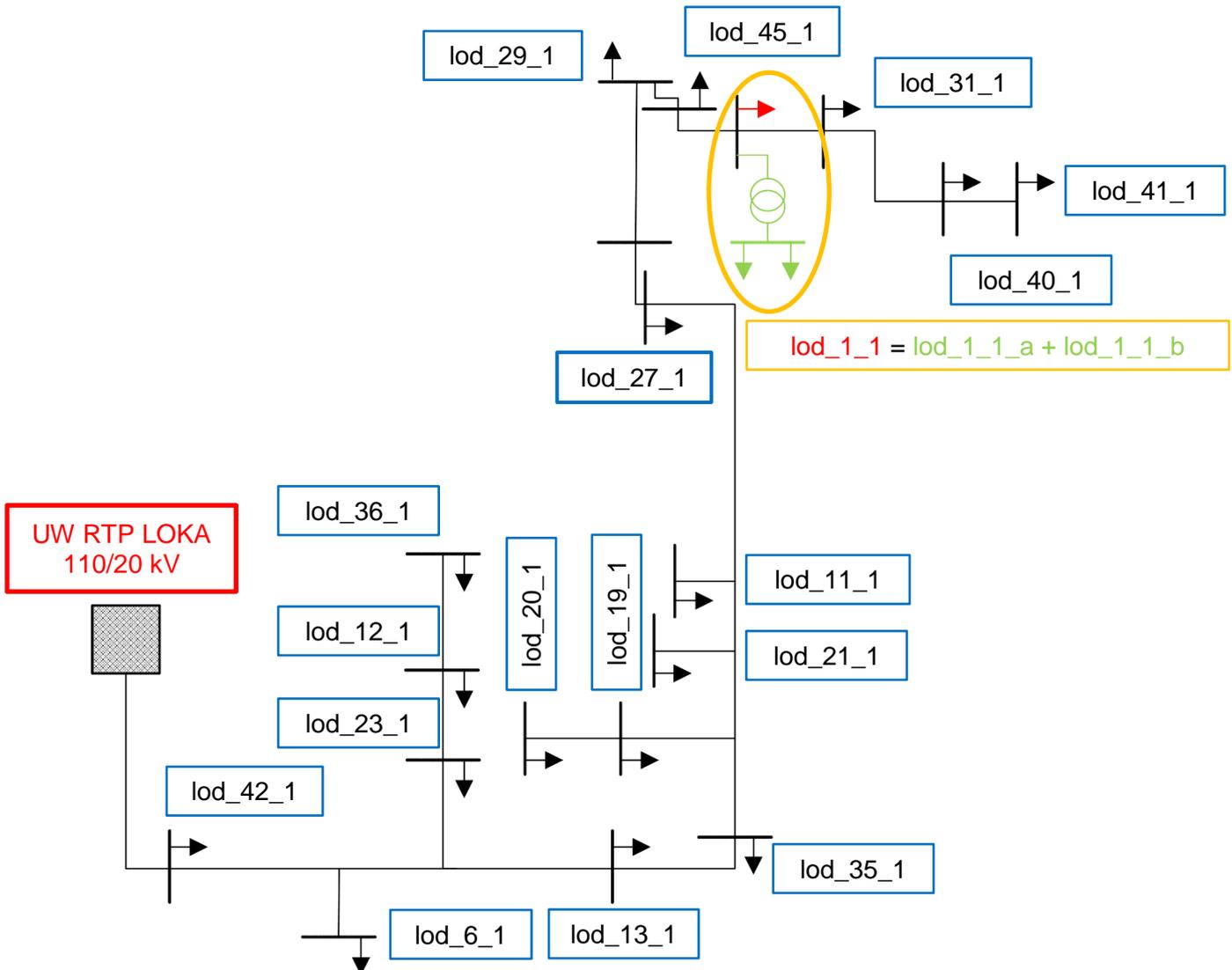


Abbildung 38: Darstellung des Netzplans Črnomelj als einpoliges Schema mit eingezeichneten Lasten, Umspannwerk sowie lod_{1_1} als Summenlast (rot) bzw. am niederseitigen Transformatorabgang (grün); das Lastsymbol stellt Lasten und/oder Erzeuger bzw. eine Kombination beider dar

Der Netzabschnitt wurde in der Netzsimulationssoftware DlgSILENT PowerFactory als 20 kV-Netz modelliert. Dazu wurden folgende Vereinfachungen/Annahmen getroffen:

- Lasten und Erzeuger (im Folgenden auch allgemein als Kunden oder Kundenanschlüsse bezeichnet) sind als Wirkleistungslasten auf der 20 kV-Spannungsebene abgebildet, auf eine Implementierung der MS/NS-Transformatoren wird verzichtet.
- Das 110/20 kV-Umspannwerk RTP Loka (Bilanzknoten) wird durch eine 20,7 kV-Konstantspannungsquelle modelliert.
- Die Kundenprofile basieren teilweise auf historischen Wirkleistungsmesswerten aus dem Jahr 2014 sowie teilweise auf synthetischen Lastprofilen in der Zeit Jänner bis April.
- Für die Erzeugungseinheit an lod_1_1 wurde eine konstante Leistung von -125 kW (Jänner und Februar) sowie -250 kW für das restliche Jahr angenommen.

Erst seit dem Jahr 2015 wird an den niederspannungsseitigen 20/0,4 kV-Transformatorabgängen auch die Blindleistung gemessen. Eine Kenntnis des Blindleistungsbedarfs stand damit bei der Erstellung des Simulationsmodells nicht zur Verfügung.

Auf dieser Grundlage wurde das Basisszenario simuliert. Für weitere Details sei auf D3 verwiesen.

4.5.1 Datengrundlage

Für die Validierung des Netzabschnitts Črnomelj stehen gemessene Zeitreihen von Oktober 2016 bis Jänner 2017 zur Verfügung. Der Ort dieser Messungen ist aus dem Netzplan (Abbildung 38) ersichtlich bzw. können weitere Details zu Merkmalen aus dem Anhang, Tabelle 26 entnommen werden.

Darüber hinaus konnten hochaufgelöste Messungen einer Flexibilitätsaktivierung an lod_1_1 (lod_1_1_a + lod_1_1_b) am 23.1.2017 durchgeführt werden, wobei zusätzlich der entsprechende UW-Abgang sowie Wirk- und teilweise Blindleistungsmesswerte weiterer Kunden gemessen wurden. Einzelheiten sind ebenfalls im Anhang, Tabelle 26 nachzuschlagen.

Zusammenfassend für alle verfügbaren Messdaten gilt:

- Langzeitmessreihen an 20/0,4 kV-Transformatorabgängen (Summenlasten) liegen im 15-Minutenraster für gemittelte Messgrößen P und Q vor.
- Langzeitmessreihen am UW RTP Loka liegen in 1-Minutenauflösung für gemittelte Messgrößen P, Q und die Strangspannungen vor.
- Messreihen während der Aktivierung liegen vor:
 - als Summenprofil von Wirk- und Blindleistung für lod_1_1 (lod_1_1_a + lod_1_1_b) am niederspannungsseitigen Transformatorabgang in 15-Minutenauflösung;
 - 1-minütige Wirkleistungs- sowie Strangspannungsmesswerte des Flexkunden lod_1_1_a;
 - Messreihen am UW RTP LOKA in 1-Minutenauflösung für gemittelte Messgrößen P, Q und Strangspannungen.

- Messreihen an 20/0,4 kV-Transformatorabgängen (Summenlasten, niederspannungsseitig) im 15-Minutenraster für gemittelte Messgrößen P und Q sämtlicher Lasten, andernfalls wird auf standardisierte H0-Lastprofile zurückgegriffen.

Getrennte Blindleistungsmessdaten der Kunden lod_1_1_a und lod_1_1_b liegen nicht vor. Durch Kenntnis der Summenblindleistung sowie dem Blindleistungsverhalten aus verfügbaren Messreihen zu früheren Zeitpunkten, wird die jeweilige Blindlast für den Zeitraum der Aktivierung nachgebildet. Das Wirkleistungsverhalten von lod_1_1_b erfolgt durch Subtraktion der Wirklast an lod_1_1_a von der Summenlast.

Eine Plausibilitätsprüfung der Messdaten durch Vergleich der Summenlast mit der Wirkleistung am Umspannwerk RTP Loka hat ergeben, dass die beiden Zeitreihen ab dem 21.11.2016 divergieren. Einerseits ist dies durch Netzverluste, der teilweisen Verwendung von konstanter Wirkleistungserzeugung und auch Messungenauigkeiten begründet, andererseits sind bei lod_31_1 Unregelmäßigkeiten bei der Messung selbst aufgetreten. Daher wird für den Vergleich der Kenngrößen der Zeitbereich vom 7.10.2016 bis 21.11.2016 herangezogen. Für die Validierung der elektrischen Zusammenhänge wird lod_31_1 deaktiviert, ein Simulationsdurchlauf mit konstanter Wirkleistung von 100 kW hat keinen augenscheinlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse an lod_1_1 ergeben.

Weiters wurden für die etwa sechswöchige Vergleichsperiode folgende Anpassungen vorgenommen:

- Der 31.10.2014 (Freitag) sowie 1.11.2014 (Samstag) sind Feiertage, wohingegen diese im Jahr 2016 auf einen Montag und Dienstag fallen – diese Tage werden ausgelassen
- Beide Zeitreihen wurden so verschoben, dass diese am selben Wochentag beginnen

4.5.2 Validierung

Zunächst wird auf den Vergleich der Kenngrößen eingegangen. Abermals gilt, dass Mittel-, Minimal- und Maximalwerte eine Aussage über die Erstellung des korrekten Simulationsmodells liefern sollen. Die Ergebnisse werden detailliert für den Bilanzknoten RTP Loka präsentiert, die Ergebnisse für die Lasten werden anhand einer Tabelle beschrieben.

Anschließend wird auf die elektrischen Zusammenhänge auf Grundlage einer Flexibilitätsaktivierung am 23.1.2017 eingegangen.

Vergleich der Kenngrößen

Die Ergebnisse für den Bilanzknoten RTP Loka sind in Abbildung 39 bis Abbildung 41 dargestellt. Zunächst ist anhand der Häufigkeitsverteilung der Wirkleistung ersichtlich, dass die Werte von Messung und Simulation über etwa dieselbe Bandbreite auch eine sehr ähnliche Häufigkeitsverteilung ausweisen.

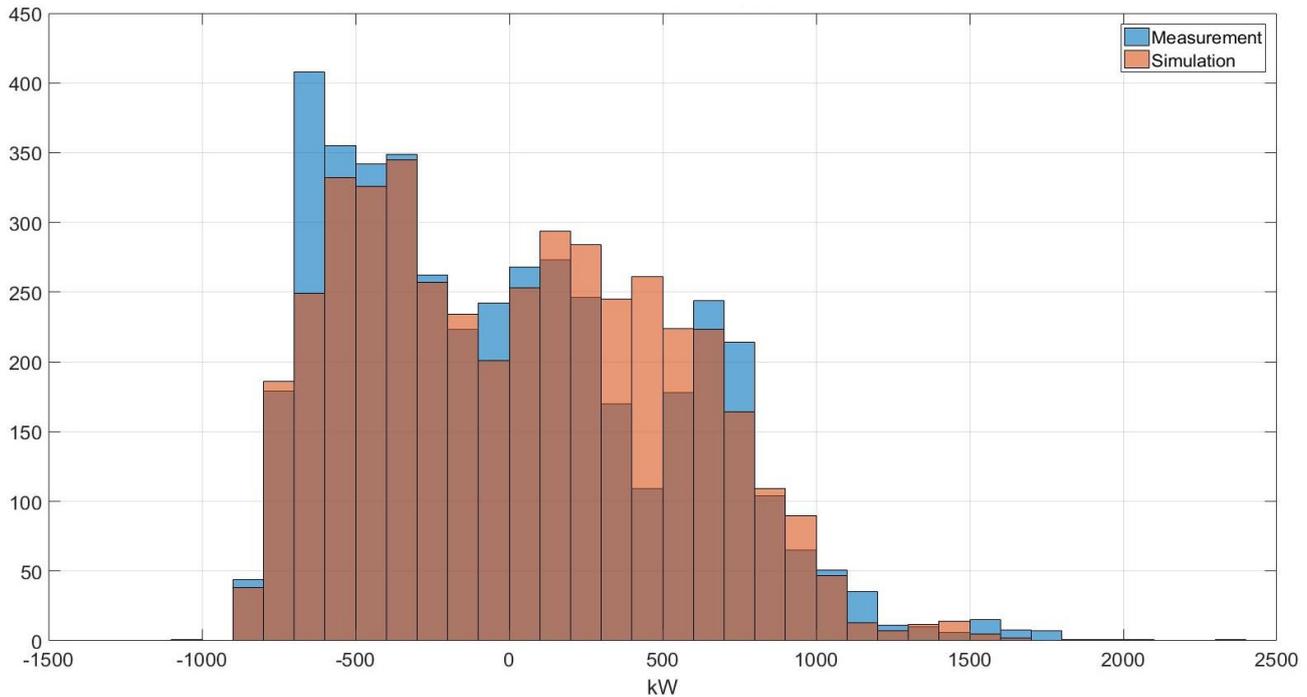


Abbildung 39: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Wirkleistung am UW RTP Loka

Für die Blindleistungsverteilung aus Abbildung 40 gilt, dass im Fall der Simulation ein Mittelwert bei -226 kVar zu finden ist. Im Gegensatz dazu verhalten sich die Messwerte nahezu gänzlich induktiv. Schlussfolgernd kann ausgesagt werden, dass wegen der reinen Wirkleistungslasten das kapazitive Kabelnetz für das Ergebnis verantwortlich ist. Betreffend die Annahme einer Konstantspannungsquelle als Bilanzknoten zeigt Abbildung 41, dass dies eine sehr gute Abbildung der Realität darstellt. Die Kenngrößen sind in Tabelle 21 nochmals aufbereitet dargestellt.

Tabelle 21: Kenngrößenvergleich für das UW RTP Loka

	P in kW		Q in kVar		U in p.u. @ 20kV	
	Messung	Simulation	Messung	Simulation	Messung	Simulation
Minimalwert	-882	-1083	-195	-227	1,017	1,035
Maximalwert	1845	2310	1729	-209	1,045	1,035
Mittelwert	11	31	650	-226	1,031	1,035

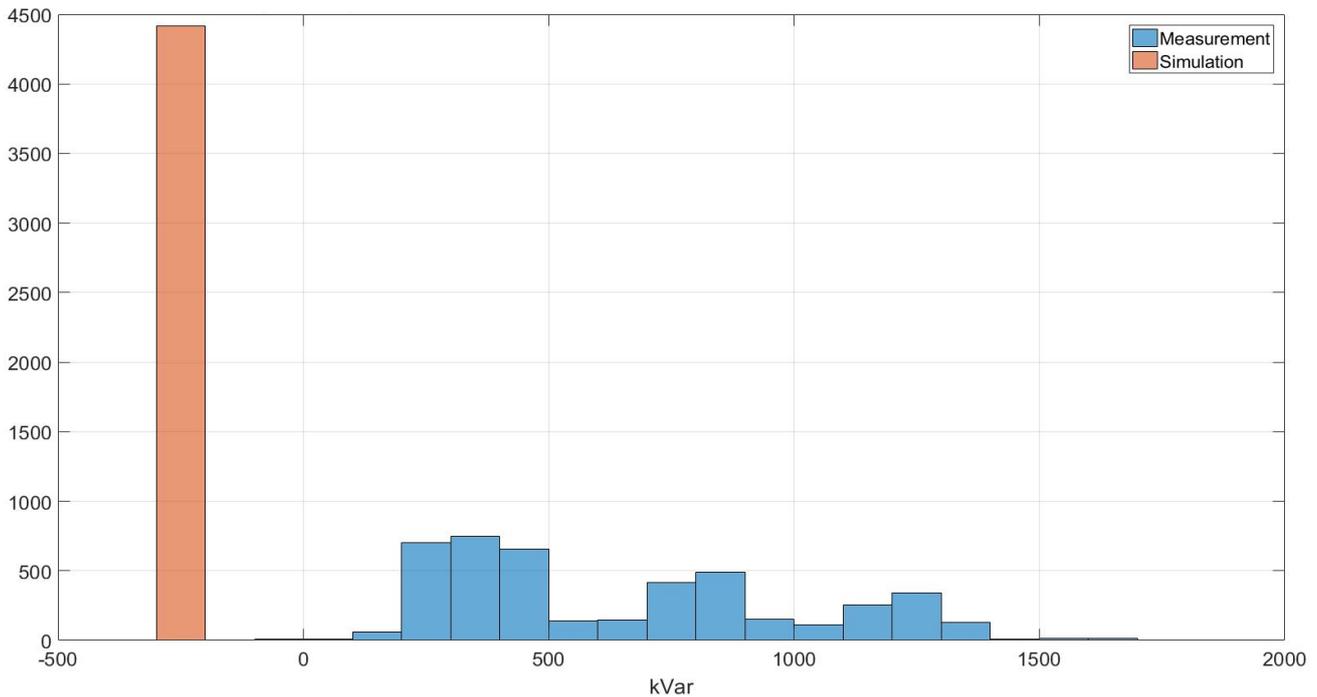


Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Blindleistung am UW RTP Loka (vor der Überarbeitung im Arbeitspaket 3)

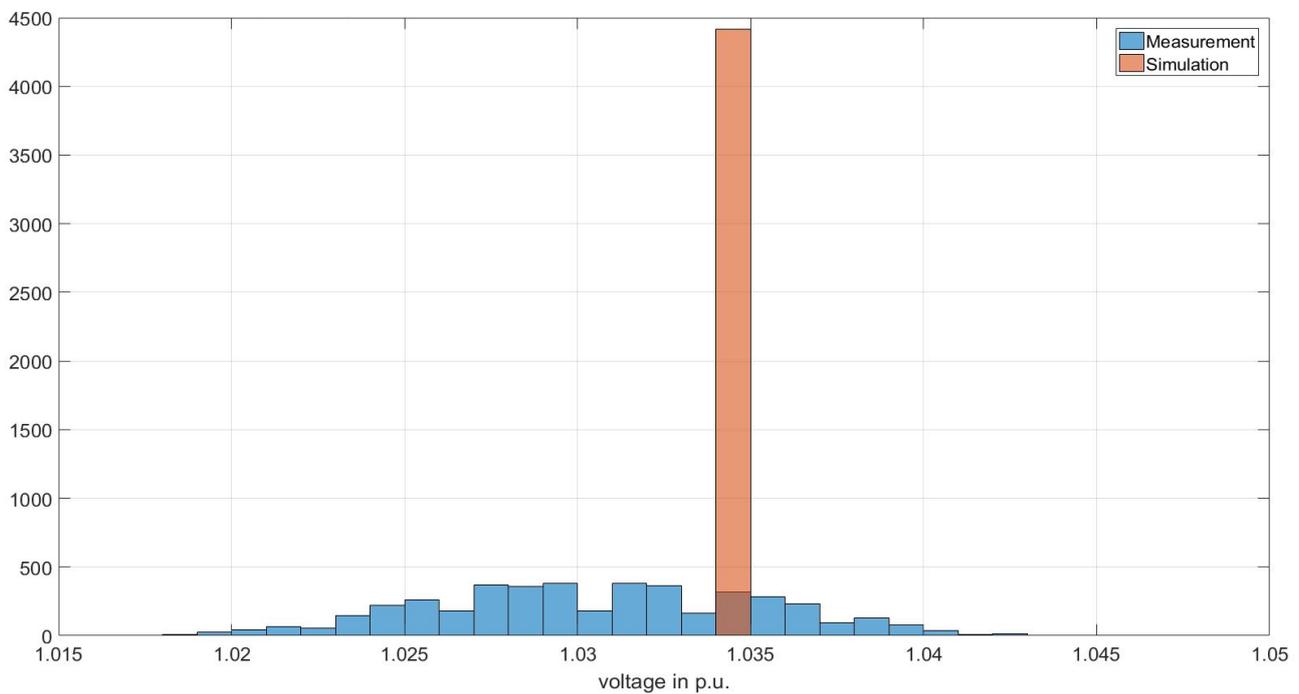


Abbildung 41: Häufigkeitsverteilung als Vergleich der gemessenen und simulierten Spannung in p.u. am UW RTP Loka

Wie bereits erwähnt, standen für das Basisjahr in der Simulation lediglich Wirkleistungsgrößen der niederspannungsseitigen Transformatorabgänge zur Verfügung. Diesbezüglich kann basierend auf der Auswertung in Tabelle 22 nur darauf eingegangen werden, ob für diese Verläufe ähnliche Größenordnungen anzutreffen sind.

Tabelle 22: Vergleich der in der Simulation verwendeten Messwerte (2014) mit aktuellen Messdaten (2016) für den Zeitbereich vom 7.10.2016 bis 21.11.2016 und deren Abweichungen voneinander

	2016	2014		2016	2014		2016	2014	
P in [kW]	Mittelwert		Δ	Minimalwert		Δ	Maximalwert		Δ
lod_11_1	34	32	2	6	7	1	111	112	1
lod_12_1	231	229	2	102	99	3	421	422	1
lod_13_1	70	49	21	30	0	30	144	97	47
lod_19_1	101	65	36	1	13	12	262	208	53
lod_1_1	-137	-97	40	-210	-192	18	248	256	8
lod_20_1	22	18	4	4	0	4	77	66	11
lod_21_1	41	44	3	24	0	24	77	79	2
lod_23_1	39	38	2	17	0	17	89	95	6
lod_27_1	4	2	2	0	0	0	40	25	15
lod_28_1	129	121	8	48	0	48	252	214	37
lod_29_1	37	34	3	17	14	3	71	76	5
lod_31_1	-29	-82	52	-310	-926	616	1043	858	185
lod_35_1	45	43	2	18	0	18	103	110	7
lod_36_1	27	26	1	9	10	1	63	57	6
lod_40_1	59	70	11	31	24	7	130	141	11
lod_41_1	-804	-684	120	-954	-933	21	22	23	1
lod_42_1	55	41	14	28	0	28	72	59	14
lod_45_1	25	25	0	0	11	11	51	55	3
lod_6_1	76	67	9	44	0	44	138	122	16

Vor allem bei größeren Erzeugungseinheiten wie an lod_31_1 und lod_41_1 sind größere Schwankungen der Kennwerte festzustellen, was sich auf einen veränderten Betriebspunkt zurückführen lässt. Für lod_1_1 (Summe aus Verbrauch und Erzeugung) ist ersichtlich, dass durch die Annahme einer konstanten Erzeugung von -250kW im betrachteten Zeitbereich das gesamte Leistungsaufkommen zufriedenstellend abgebildet wird. Bei näherer Betrachtung der einzelnen Zeitläufe ist weiters festzustellen, dass plötzlich auftretende Nullwerte bei reinen Verbrauchern das Auswertungsergebnis verfälschen. Diese Messfehler treten vor allem in den Messwerten des Jahres 2014 auf.

Aufgrund der Ergebnisse lässt sich im Allgemeinen sagen, dass für den Validierungszeitraum vom 7.10.2016 bis 21.11.2016 die getätigten Annahmen und verwendeten Kundenanschlussprofile im

Simulationsmodell eine plausible Grundlage für die durchgeführte Simulation darstellen. Lediglich im Bereich des Blindleistungshaushalts der Lasten sind Anpassungen notwendig.

Elektrische Zusammenhänge

Am 23.1.2017 wurde eine Flexibilitätsaktivierung des Kunden lod_1_1_a durchgeführt. Wie aus Abbildung 38 zu sehen ist, befindet sich ein weiterer Kunde lod_1_1_b am Abgang des MS/NS-Transformators. Letzterer wurde nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber EILj mit den entsprechenden Betriebsdaten in der Simulationsumgebung modelliert. Für den Zeitraum der Aktivierung sind die Daten beider Abnehmer verfügbar, welche sich in unmittelbarer Nähe zur Transformatorsammelschiene befinden. Daher ist ein Spannungsabfall entlang der Leitungen vernachlässigbar.

Zusätzlich wurden Messdaten jeder weiteren Last im Netzabschnitt für diesen Zeitabschnitt eingebunden. Der Kunde lod_31_1 wurde, wie oben beschrieben, deaktiviert. Weil diese Daten nur in 15-Minutenauflösung verfügbar sind, wurden alle Messdaten an lod_1_1_a und lod_1_1_b sowie am UW RTP Loka an diese Zeitschritte angepasst und anschließend die Simulation zur Bestimmung der elektrischen Zusammenhänge durchgeführt.

Abbildung 18 zeigt die elektrischen Verhältnisse im Zeitraum der Aktivierung. So wird durch Übermittlung des neuen Leistungssollwerts (Setpoint) zu zwei Zeitpunkten jeweils eine positive und negative Aktivierung angefragt. Es wird im Großteil des Zeitraums die angefragte Leistung nicht erbracht, weshalb diese Aktivierung untererfüllt bleibt. Eine signifikante Beeinflussung der Strangspannungen und in weiterer Folge der Spannungshaltung im Netz, kann nicht beobachtet werden. Die Aktivierung ist unter Berücksichtigung der vorhandenen Wirkleistungsmessdaten als nur teilweise erfolgreich zu validieren. Weitere Details sind in Kapitel 2.2.1.3 zu finden.

Wird die Aktivierung vom 23.1.2017 als Grundlage für die Validierung der elektrischen Zusammenhänge verwendet, so sind zunächst die Leistungsverläufe an den niederseitigen Kundenanschlusspunkten zu prüfen. Abbildung 42 zeigt die Wirk- und Blindleistungsverläufe der beiden Kunden lod_1_1_a und lod_1_1_b und deren Summenverlauf. Die Blindleistung der beiden Kunden liegt nicht als Messwert vor. Zuzufolge der vergleichsweise konstanten Bezugsleistung kann davon ausgegangen werden, dass während der jeweiligen Aktivierung der Spannungsverlauf kaum beeinflusst wird.

Einen Vergleich der gemessenen und simulierten Spannung an lod_1_1 veranschaulicht Abbildung 43. Es ist ersichtlich, dass nicht die Aktivierungen selbst, sondern die vergleichsweise hohe Wirkleistungsänderung dazwischen einen merkbaren Einfluss auf die Spannung, sowohl in der Simulation als auch in der Messung, verursacht. Während des Zeitbereichs der Aktivierungen ist der Einfluss des restlichen Netzes dominierend. Ein Blick auf die hervorgerufene zeitliche Spannungsänderung macht deutlich, dass sich beide Verläufe innerhalb ihrer Bandbreiten tendenziell sehr stark annähern. Diesen Schluss lässt auch Tabelle 23 zu.

Damit kann bezüglich der elektrischen Zusammenhänge der modellierte Netzabschnitt Črnomelj vom Bilanzknoten bis zum Anschlusspunkt von lod_1_1 basierend auf dem Vergleich der Spannungen als gültig betrachtet werden.

Tabelle 23: Kenngrößen der Spannungsverläufe und deren zeitlicher Änderung. Für letztere beschreibt der Minimalwert die größte negative Änderung usw.

	Messung	Simulation		Messung	Simulation		Messung	Simulation	
	Mittelwert		Δ	Minimalwert		Δ	Maximalwert		Δ
Spannung [V]	230,6	231,2	0,6	228,7	229,1	0,4	232,4	232,8	0,4
Spannungsänderung [V/15min]	0,1	0,1	0,0	-2,1	-1,8	0,4	1,4	2,3	0,9

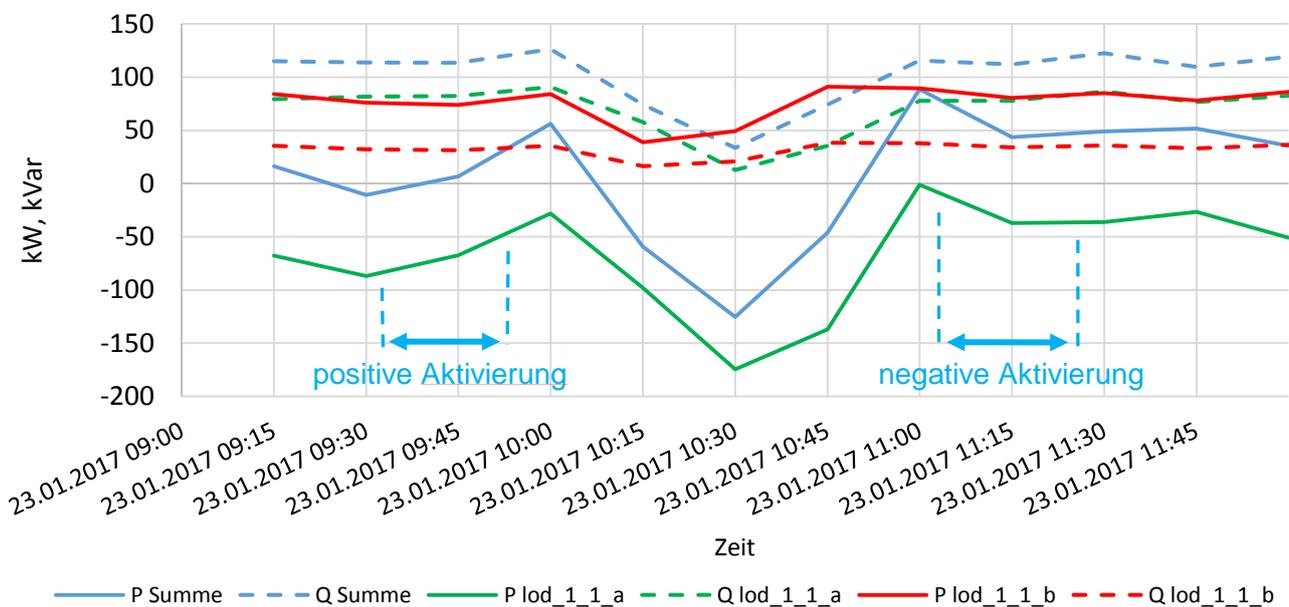


Abbildung 42: Wirk- und Blindleistungsverlauf der Kunden lod_1_1_a und lod_1_1_b sowie deren Summenleistungen in 15-Minutenaufösung

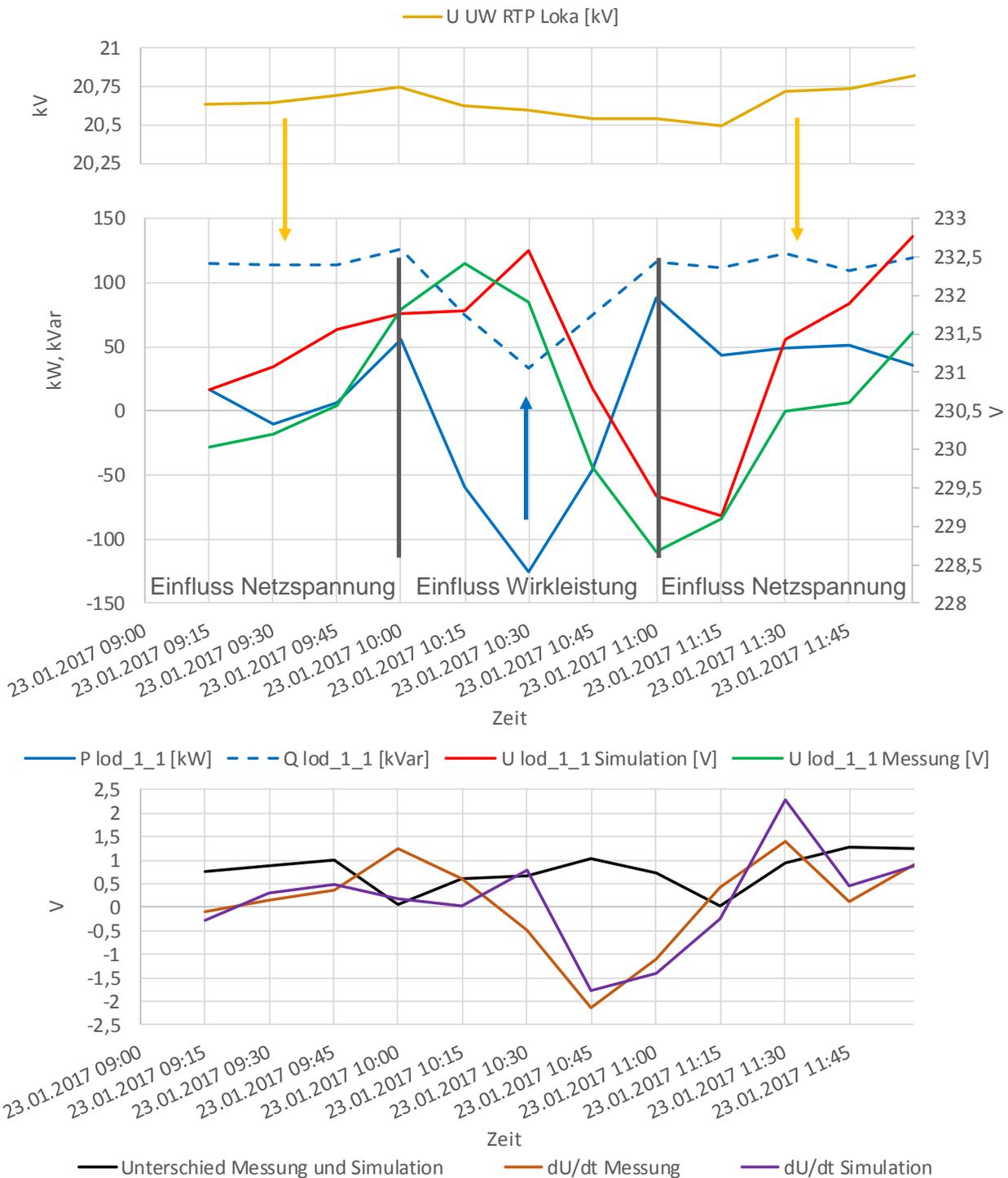


Abbildung 43: Vergleich der Spannungsverläufe an lod_1_1 während der beiden Aktivierungen im mittleren Verlauf. Der obere Verlauf zeigt die Eingangsgrößen an lod_1_1 sowie an der Spannungsquelle (U UW RTP Loka). Nicht dargestellt sind die Wirk- und Blindleistungsverläufe an den restlichen Lasten. Die Verläufe unten zeigen die zeitliche Spannungsänderung und deren Differenz.

4.5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Kapitel 4.5.2 konnte gezeigt werden, dass die Wirkleistungsprofilaten der Kundenanschlüsse für den Vergleichszeitraum in weiten Bereichen gut übereinstimmen. Ebenso bildet die Annahme einer Konstantspannungsquelle die realen Spannungsverhältnisse sehr gut ab. Bezüglich der Blindleistungsbilanz ist ersichtlich, dass im Netzmodell Blindleistung bereitgestellt wird, was auf das kapazitive Kabelnetz zurückzuführen ist. Es wird daher empfohlen für alle simulierten Verbraucher einen konstanten $\cos(\varphi)$ von 0,95_{ind.} anzunehmen. Diese Empfehlung wurde bei der Überarbeitung des Arbeitspakets 3 umgesetzt.

Die Aktivierung der kundenseitigen Flexibilität ist in diesem Fall am Kundenanschlusspunkt nur geringfügig nachweisbar, die Auswirkungen auf das elektrische Netz sind allerdings vernachlässigbar. Für eine Bewertung des Einflusses der Aktivierung auf die Netzspannung wäre eine signifikantere Wirkleistungsänderung erforderlich.

Schließlich zeigt der Vergleich der elektrischen Zusammenhänge für den Zeitbereich der Aktivierung, dass unter Kenntnis eines Großteils der Last- sowie Erzeugungszustände und des Spannungsverlaufs am Bilanzknoten, dass der Spannungs- und der Spannungsänderungsverlauf der Simulation und Messung am Kundenanschlusspunkt in hohem Maße übereinstimmen.

Damit kann auch das Modell dieses Netzabschnitts als validiert erachtet werden

5 Analyse rechtlicher und regulatorischer Fragestellungen

Die im Projekt durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass rechtliche und regulatorische Fragestellungen wesentlich für die zukünftige Implementierung von hybrid-VPPs sind. Aus diesem Grund wurden die durchgeführten Arbeiten mit einem eigenständigen Bericht [8] gewürdigt. An dieser Stelle wird eine Zusammenfassung der Ergebnisse wiedergegeben.

5.1 Zusammenfassung

Hybrid-VPPs stellen eine Form von virtuellen Kraftwerken dar, bei denen Flexibilitäten sowohl technisch als auch wirtschaftlich genutzt werden. Der zusätzliche Nutzen entsteht im Wesentlichen dadurch, dass der Verteilernetzbetreiber die Flexibilitäten für einen aktiven Netzbetrieb nutzt und dadurch die Möglichkeit bekommt Investitionen im Netzausbau zurückzustellen oder zu vermeiden. Die dadurch verringerten Netzkosten kommen in weiterer Folge dem Netzbetreiber in Form einer höheren Rendite im Rahmen der Anreizregulierung (Effizienzverbesserung im Benchmarking) und den Netzbenutzern in Form von sinkenden Netzentgelten zugute. Weiters sollte dies zu verringerten Kosten für den Einsatz von Regelenergie führen und für eine effizientere Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen sowie unterbrechbaren Verbrauchern wie Elektroautos oder Wärmepumpen in das Stromnetz sorgen. Damit sollten alle beteiligten Akteure an der Realisierung von hybrid-VPPs interessiert sein.

Das grundlegende Interesse dieses Berichts dreht sich um die Fragestellung nach dem möglichen Betreiber eines hybrid-VPP und den Vergütungsstrukturen für Flexibilitätsanbieter. Die vorliegenden Fragestellungen wurden mit Hilfe einer Analyse der rechtlichen Materie (Richtlinien, Gesetze, Verordnungen, Normen, etc.) sowie der Einbeziehung von vorangegangenen Studien und Berichten zu ähnlichen Aspekten bearbeitet. Wie einleitend festgehalten, entsteht der Zusatznutzen des hybrid-VPPs beim Verteilernetzbetreiber. Im Bericht werden die potenziellen Möglichkeiten sowie Vor- und Nachteile von Betreibern eines hybrid-VPPs aufgezeigt. Neben der Möglichkeit, dass der Verteilernetzbetreiber das hybrid-VPP betreibt, gibt es auch die Möglichkeit, dass ein Aggregator das hybrid-VPP betreibt und dem Verteilernetzbetreiber entsprechende Dienstleistungen anbietet. Nachdem keine explizite Gesetzgebung für den Einsatz von netzdienlichen Flexibilitäten bzw. den Betrieb von hybrid-VPP vorhanden ist, werden in diesem Bericht aus den gewonnenen Erkenntnissen rechtlich mögliche Umsetzungsvarianten für hybrid-VPPs abgeleitet. Um dies klarer darstellen zu können, wird die Rolle des hybrid-VPP Betreibers aufgeteilt in den Betreiber der Schaltinfrastruktur und den Vermarkter der erzeugten Energie.

Aus dem bestehenden rechtlichen Rahmen wird in diesem Bericht hervorgehoben, dass Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der Entflechtungsbestimmungen jegliche Tätigkeiten ausüben dürfen, solange sie nicht an den Strommärkten teilnehmen, missbräuchliche Quersubventionen stattfinden oder sie direkt in Erzeugung oder Vertrieb involviert sind. Das reine Betreiben der Schaltinfrastruktur eines hybrid-VPP wird

unter diesen Gesichtspunkten der Verteilertätigkeit zugeschrieben und begründet keinen separaten Tätigkeitsbereich. Hinsichtlich der vorgeschriebenen Pflichten nach §42 (3) Z3 und §45 Z22 EIWOG verfügt der Verteilernetzbetreiber auch noch über die tatsächliche Entscheidungsgewalt, wenn er sich netzdienliche Flexibilität von Dritten beschafft.

Anders als ein regulierter Verteilernetzbetreiber, kann ein nicht-regulierter Service Provider der mit dem Netzbetrieb betraut ist oder ein Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden, alle Rollen entlang der Wertschöpfungskette eines virtuellen Kraftwerks übernehmen, da für ihn keine bzw. reduzierte regulierenden Vorschriften existieren.

Eine mögliche Vergütung für den Flexibilitätsanbieter würde so aussehen, dass in der grünen Phase (regulärer Netzbetrieb) der Anbieter durch den Markt vergütet wird. In der gelben Phase (potentieller Netzengpass) wird der Anbieter, wenn die Flexibilität netzdienlich genutzt wird, durch den Verteilernetzbetreiber nach individuellen Vertragsbestimmungen (z.B. wie in Deutschland in Höhe des entstandenen Schadens) bzw. neuen gesetzlichen Bestimmungen und Kriterien der Regulierungsbehörde oder bei marktdienlicher Nutzung durch den Markt vergütet. Bei netzdienlicher Nutzung in der roten Phase (unmittelbar gefährdeter Netzbetrieb) kann der Verteilernetzbetreiber in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang verweigern.

Die Ausgestaltungsvarianten für hybrid-VPPs wurden so konstruiert, dass für die praktische Umsetzung keine gesetzlichen Änderungen nötig sind, sondern sie sich in den vorhandenen regulatorischen Rahmen einpassen. Die Ausarbeitungen ergeben verschiedene denkbare Varianten und der Name der Variante steht sinngemäß für den hauptverantwortlichen Akteur beim Betrieb des hybrid-VPPs:

- Variante Service Provider: 1 unabhängiger Akteur übernimmt alle Rolle im Betrieb eines hybrid-VPP.
- Variante Single Market: Der DSO ruft die Flexibilität an einem Single Market for Flexibility ab.
- Variante Aggregator: Der DSO gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch.
- Variante Flexibilität: Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus.
- Variante DSO: Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der DSO aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus.

Über die vorgestellten Möglichkeiten hinaus ist zu beachten, dass die Einbindung von netzdienlicher Flexibilität in den Verteilernetzbetrieb auch in anderer Form als hybrid-VPPs erfolgen kann. So könnte auch eine starrere regulatorische Umsetzung nach deutschem Vorbild umgesetzt werden, bei der der Netzbetreiber ermächtigt ist Erzeugungsanlagen gegen angemessene Vergütung zeitweise abzuregeln und vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt zu verrechnen.

5.2 Ausblick

Im Vorwort zum sogenannten Winterpaket erkennt die Europäische Kommission in COM2016(864), dass die Netzkosten erheblich verringert werden könnten, *„würde es den Verteilernetzbetreibern (VNB) gestattet, bestimmte Probleme bei der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen stärker lokal anzugehen“* etwa durch das Management lokaler Flexibilitätsressourcen. Die Kommission vermutet, dass Aggregatoren *„eine wichtige Rolle als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt spielen“* werden (26). Das Paket sieht vor, dass Kunden einen Aggregator frei wählen können ohne Zustimmung ihres Anbieters - jedoch muss der Vertrag innerhalb von drei Wochen kündbar sein (Artikel 13). Den „Aggregator“ definiert die Kommission in Artikel 2 als *„einen Marktteilnehmer, der mehrere Kundenlasten oder erzeugten Strom zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem organisierten Energiemarkt bündelt“*; und einen *„unabhängiger Aggregator“* als einen solchen *„Aggregator, der mit keinem Anbieter oder sonstigen Marktteilnehmer verbunden ist“*. An sich sind Aggregatoren nach Artikel 17 nicht verpflichtet Ausgleichszahlungen an Anbieter oder Erzeuger zu leisten, um jedoch die *„entstehenden Vorteile gerecht auf die Marktteilnehmer verteilt werden, können die Mitgliedstaaten ausnahmsweise die Leistung von Ausgleichszahlungen zwischen Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen genehmigen“*. Im Gegensatz zu der detaillierten Ausführung zu Aggregatoren und Laststeuerung findet der Term *„virtuelle Kraftwerke“* keine Erwähnung im Kommissionsvorschlag. Als neue Aufgabe des Verteilernetzbetreibers definiert die Kommission in Artikel 31 die er zur Deckung von nicht frequenzgebundenen Hilfsdiensten in seinem Netz verwendete Energie, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und markt-basierten Verfahren zu beschaffen, es sei denn eine Kosten-Nutzen-Analyse rechtfertigt eine andere Vorgehensweise.

„Auf dem Weg zur Umgestaltung des Energiemarkts“ ist das Europäische Parlament [9] *„der Ansicht, dass einer Neugestaltung des Energiemarktes [unter anderem] durch die [...] Entwicklung der intelligenten Stromnetze und neue dezentrale Technologien der Energieerzeugung, die den Verbrauchern eine aktivere Rolle als Verbraucher und Erzeuger einräumen und eine bessere nachfrageseitige Steuerung ermöglichen“* erforderlich geworden ist.“

Wenngleich sich die zitierten Diskussionen zur Umgestaltung des Energiemarktes noch in einem frühen Stadium befinden, ist absehbar, dass in den nächsten Jahren tiefgreifende Änderungen bezüglich der Rolle der Verteilernetzbetreiber und Aggregatoren stattfinden werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Das Arbeitspaket 5 des Projekts hybrid-VPP4DSO untersuchte praxisnahe Aspekte eines hybrid-VPP. Durch Simulationen und theoretische Analysen im vorangegangenen Arbeitspaket 3 konnte das Konzept des hybrid-VPP theoretisch weiterentwickelt und bestätigt werden. Die vielversprechenden Ergebnisse der simulativen Untersuchung der Eigenschaften und Auswirkungen von hybriden virtuellen Kraftwerken dienten als Motivation, im Arbeitspaket 5 die praktische Umsetzung von vielen Teilsystemen eines hybrid-VPP im Rahmen eines Proof-of-concept Systems zu beginnen und testen.

Das Arbeitspaket 5 befasste sich demnach mit der Entwicklung von Software und dem Aufbau von IKT-Systemen, somit konnten erste Erfahrungen für ein hybrid-VPP gewonnen werden. Es konnte gezeigt werden, dass das hybrid-VPP Konzept in der Praxis technisch umsetzbar ist.

Bereits im Arbeitspaket 3 wurde erkannt, dass die Verfügbarkeit von flexiblen Lasten und Verbrauchern wesentlich für das hybrid-VPP-Konzept ist. Im Arbeitspaket 5 wurden im Rahmen des Projekts identifizierte und untersuchte flexible Verbraucher und Erzeuger in Slowenien und der Steiermark an das Proof-of-concept System angeschlossen. Dabei wurden verschiedene Herangehensweisen, über welche unterschiedlichen Betreibermodelle des hybrid-VPP realisieren werden könnte, erfolgreich getestet. In Österreich wurde die Kommunikation über öffentliche Netze, vor allem Mobilfunknetze, realisiert und eingehend untersucht. In Slowenien konnte die bestehende Smart-Meter-Kommunikationsinfrastruktur des Netzbetreibers für das hybrid-VPP herangezogen werden, was zusätzliche Synergien bei einer späteren wirtschaftlichen Nutzung des hybrid-VPP Konzepts verspricht. Die Analyse der Kommunikationswege hat gezeigt, dass Mobilfunknetze nicht an allen Standorten mit ausreichender Verfügbarkeit eingesetzt werden können. Aus den Kommunikationstests konnten auch Erfordernisse für die Weiterentwicklung des Datenmodells hinsichtlich Resilienz der Fernwirkkommunikation gewonnen werden

Generell bestand bei den Betreibern der untersuchten Kundenanlagen Kooperationsbereitschaft und Interesse an der Thematik. Bei Testschaltungen konnten teilweise sehr gute Ergebnisse erzielt werden, es wurden jedoch auch bei einigen der untersuchten Anlagen Bedarf zur Weiterentwicklung und Verbesserung des Aktivierungsverhaltens festgestellt. Es war im Proof-of-concept nicht möglich, potenziellen Kunden eines hybrid-VPP finanzielle Anreize zu bieten, daher sind automatisierte Schaltungen und technische Verbesserungen des Anlagenverhaltens erst in einem späteren Pilotprojekt mit entsprechender Budgetierung zu erwarten.

Die Schwachstellenanalyse hat gezeigt, dass neben der Wahl geeigneter Kommunikationswege auch die Frage der Definition des Arbeitspunktes bei Industrieanlagen einer Weiterentwicklung bedarf, hierfür konnte im Arbeitspaket 5 ein praxisnaher Vorschlag entwickelt werden.

Die IKT-Schwachstellenanalyse hat Verbesserungspotenziale hinsichtlich der Sicherheitsaspekte in der IKT-Architektur aufgezeigt. Basierend darauf wurde ein Sicherheitskonzept für das hybrid-VPP entwickelt. Die Detailergebnisse der IKT-Sicherheitsanalyse wurden in einem separaten Bericht zusammengefasst.

Im Task 5.4 wurden die Simulationsergebnisse aus Arbeitspaket 3 validiert. Generell wurden die Annahmen und Methoden des Arbeitspakets 3 größtenteils bestätigt. Es konnten aber auch einige Vorschläge zur Erhöhung der Qualität der Simulationen entwickelt werden, welche in weitere Folge im Arbeitspaket 3 übernommen wurden. Dadurch können nun abschließend die Methodik, die Datenbasis und die Ergebnisse des Arbeitspakets 3 als valide angesehen werden.

Die Analyse der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen hat ergeben, dass ein hybrid-VPP grundsätzlich im gegebenen rechtlichen Rahmen umsetzbar ist, wobei jedoch die nationalen Besonderheiten berücksichtigt werden müssen. Es wurden daher fünf mögliche Ausgestaltungsvarianten für hybrid-VPPs beschrieben, welche derart konzipiert wurden, dass für die praktische Umsetzung keine gesetzlichen Änderungen nötig sind, sondern die beschriebenen Varianten sich in den vorhandenen regulatorischen Rahmen einpassen.

Die Analyse des regulatorischen Rahmens zeigte andererseits auch auf, dass aktuell noch wenig Anreize für die Nutzung von Flexibilitäten durch einen Verteilnetzbetreiber bestehen. Entsprechend den Ankündigungen der Europäischen Kommission und des Europäischen Parlaments sind in den nächsten Jahren jedoch weitere Schritte geplant um die Nutzung lokaler vorhandener Flexibilitäten zur Unterstützung des Verteilnetzbetriebs attraktiver zu machen.

Das Projekt hybridVPP4DSO hat als eines der ersten Projekte in Europa die Idee des hybrid-VPP untersucht, dabei wurden sehr viele neue Erkenntnisse gewonnen, sowohl theoretischer als auch praktischer Natur, letztere v.a. durch das Arbeitspaket 5. Aus heutiger Sicht ist das hybrid-VPP Konzept in der Praxis darstellbar. Die Relevanz der untersuchten Thematik wird dadurch unterstrichen, dass aktuell vergleichbare Initiativen z.B. in Deutschland vorangetrieben werden. Die Konzepte des Ampelsystems und der Unterstützung des Verteilnetzbetriebs durch ein virtuelles Kraftwerk werden von den Projektpartnern AIT und cyberGRID im EU-Projekt InteGrid²¹ weiterentwickelt. Aktuell werden im Rahmen von InteGrid Demoprojekte in Portugal und Slowenien vorbereitet, wodurch für die im Projekt hybrid-VPP4DSO entwickelten Konzepte und Technologien ein deutlicher Sprung im technischen und organisatorischen Reifegrad zu erwarten ist.

²¹ <https://integrid-h2020.eu/>

7 Literaturverzeichnis

- [1] Austrian Power Grid, „Annex - Informationstechnische Anforderungen Tertiärregelreserve,“ Austrian Power Grid, Wien, 2014.
- [2] ebUtilities, „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch,“ ebUtilities - Österreichs E-Wirtschaft, 2015. [Online]. Available: <http://ebutilities.at/energiewirtschaftlicher-datenaustausch.html>. [Zugriff am 05 05 2017].
- [3] DLMS User Association, „DLMS/COSEM – Meter data exchange for all energies,“ DLMS User Association, 2013. [Online]. Available: <http://www.dlms.com>. [Zugriff am 02 01 2016].
- [4] FutureFlow Consortium, „Deliverable 1.1: Requirements for DR & DG participation in aFRR Markets,“ FutureFlow Consortium, Ljubljana, 2016.
- [5] Ester T., et al., „Deliverable D3: New concepts for hybrid-VPP business models and simulation based technical and economic validation,“ Konsortium hybridVPP4DSO, Wien, 2017.
- [6] M. Güneş, „Verification and Validation of Simulation Models,“ [Online]. Available: https://www.mi.fu-berlin.de/inf/groups/ag-tech/teaching/2012_SS/L_19540_Modeling_and_Performance_Analysis_with_Simulation/10.pdf. [Zugriff am 3 7 2017].
- [7] APCS Power Clearing & Settlement, [Online]. Available: <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>. [Zugriff am 19 9 2017].
- [8] W. Friedl, T. Esterl, J. Spreitzhofer und M. Froschauer, „hybrid-VPP4DSO, Deliverable D5.2, Regulatorische Rahmenbedingungen für Virtuelle Kraftwerke,“ Austrian Institute of Technology (AIT), Wien, 2017.
- [9] Europäisches Parlament, „Auf dem Weg zur Umgestaltung des Energiemarktes,“ Europäisches Parlament, Brüssel, 2016.

Anhang

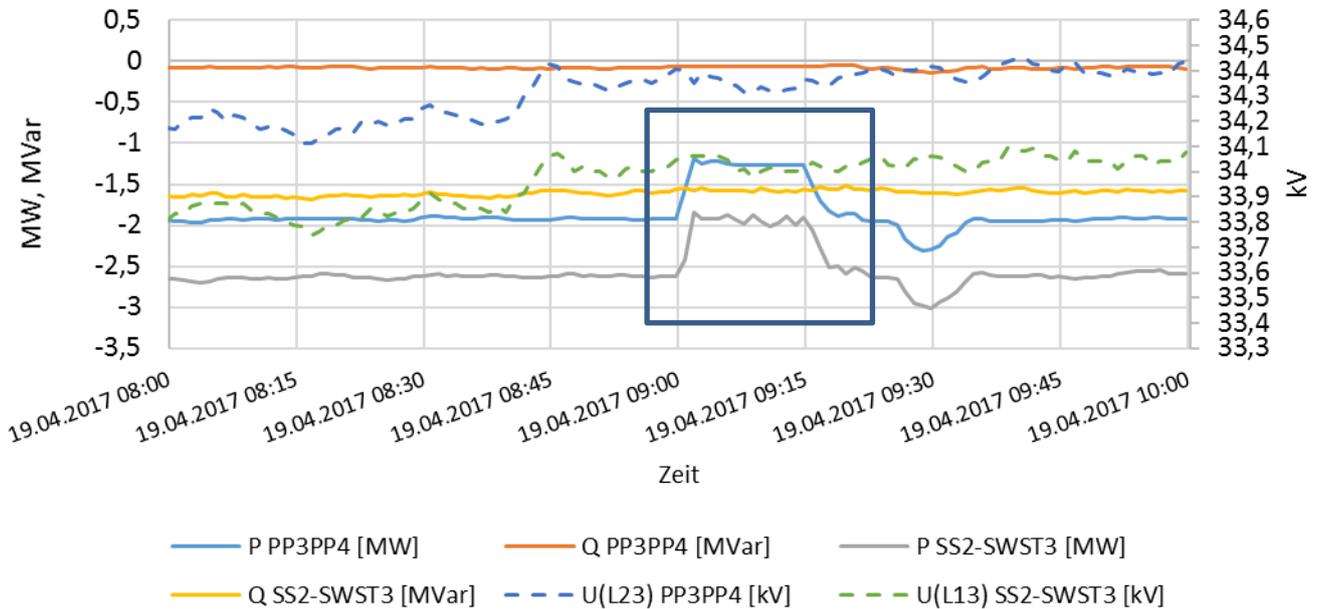


Abbildung 44: Leistungsdrosselung eines der beiden Wasserkraftwerke am Standort PP3 & PP4 als Summenprofil der Wirk- und Blindleistung, Messgrößen an der Kraftwerkssammelschiene und UW-Abgang SS2→SWST3 am 19.4.2017

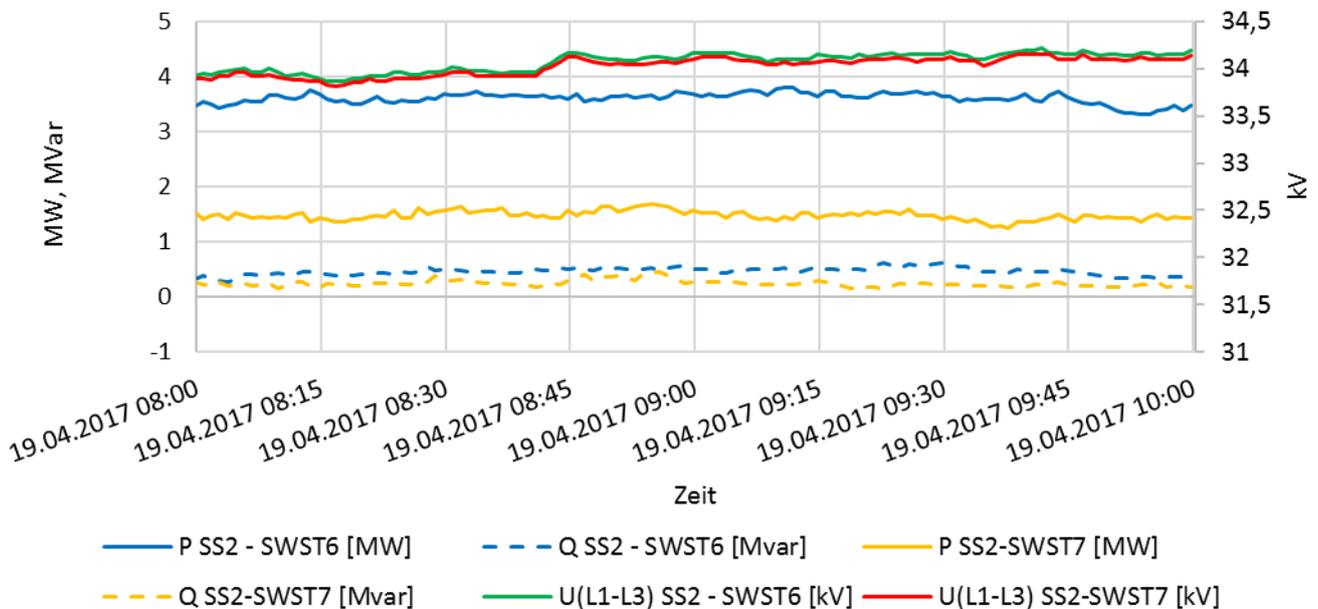


Abbildung 45: Zeitverläufe von Wirk- und Blindleistung sowie der Spannung an den Abgängen SS2→SWST6 und SS2→ SWST7 während des Zeitpunkts der Drosselung am 19.4.2017

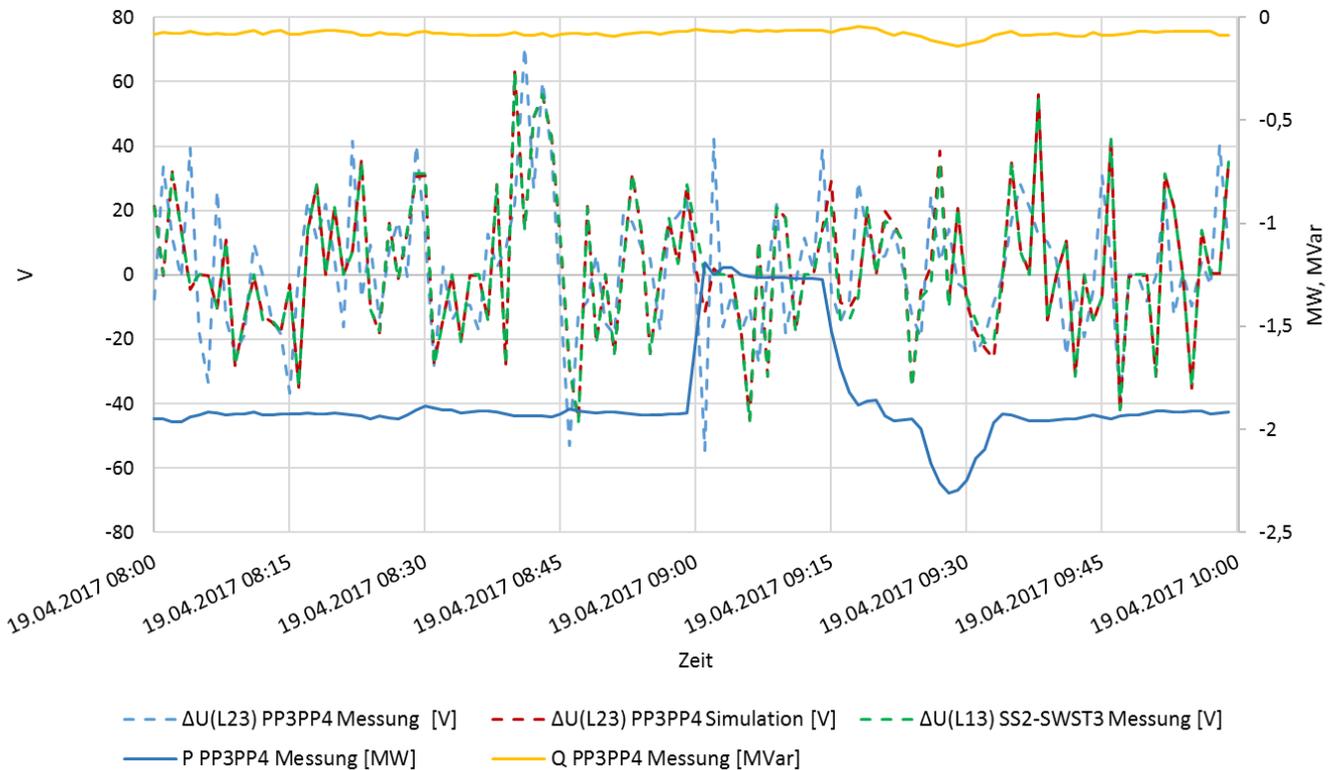


Abbildung 46: Spannungsänderung an PP3 und PP4 als Vergleich zwischen Mess- und Simulationsdaten bei gegebenen Eingangsgrößen

Tabelle 24: Details zu den einzelnen Messungen für den steirischen Netzabschnitt

Messobjekt	Messgrößen	zeitl. Auflösung	Messperiode	Kommentar
SS1-SWST1, SWST1-SS1, SWST1-SSS2a, SSS2a-SSS1, SWST4-SS2, SS2-SWST3	P, Q, U _{L1L3}	15 Min	10/2015 - 10/2016	SSS2a ist das kleine UW rechts unten im Netzplan
PP3 und PP4	P, Q, U _{L2L3}	30 Sek.	19.4.+3.5.2017	Messung an gemeinsamer Sammelschiene
SS2-SWST3, SS2-SWST7, SS2-SWST6, SSS3-SWST4	P, Q, U _{L1L3}	1 Min	19.4.+3.5.2017	-

Tabelle 25: Details zu den einzelnen Messungen für den Netzabschnitt Šiška

Messobjekt	Messgrößen	zeitl. Auflösung	Messperiode	Kommentar
lod_3_1, lod_7_1	P, Q, Ustrang, I	15 Min	10.01.2016 - 9.1.2017	-
lod_3_1, lod_7_1	P	1 Min	3.12.2016 - 25.1.2017	-
lod_3_1	P, Q, Ustrang	1 Min	27.9.2016 - 4.10.2016	-
lod_7_1	P, Q, Ustrang	1 Min	27.9.2016 - 4.10.2016	-
lod_3_1, lod_4_1, lod_5_1, lod_6_1, lod_7_1, lod_8_1, lod_29_1, lod_31_1, lod_32_1	P	15 Min	1.9.2016 - 1.2.2017	teilweise mit H0-Standardlastprofil zu ergänzen
UW RTP Šiška	P, Q, Ustrang	1 Min	27.9.2016 - 4.10.2016	-
UW RTP Šiška	P, Q, Ustrang	1 Min	4.10.2016 - 13.10.2016	-
UW RTP Šiška	P, Q, Ustrang	1 Min	18.10.2016 - 27.10.2016	-
UW RTP Šiška	P, Q, Ustrang	1 Min	17.11.2016 - 26.11.2016	-

Tabelle 26: Details zu den einzelnen Messungen für den Netzabschnitt Črnomelj

Messobjekt	Messgrößen	zeitl. Auflösung	Messperiode	Kommentar
lod_1_1 - lod_45_1	P, Q	15 Min	1.10.2016 - 25.1.2017	-
lod_1_1_a	P, Q, Ustrang, I	15 Min	1.10.2016 - 9.1.2017	-
lod_1_1_a	P, Ustrang	1 Min	23.01.2017	-
lod_1_1_b	P, Q	15 Min	1.10.2016 - 9.1.2017	-
UW RTP Loka	P, Q, Ustrang	15 Min	1.10.2016 - 25.1.2017	-

Tabelle 27: Kenngrößenvergleich der gemessenen und simulierten Netzknoten für den steirischen Netzabschnitt, gute Vergleichbarkeit ist farblich nicht gekennzeichnet

		2015/16	2013	2013 cos(φ)=0,95			2015/16	2013	2013 cos(φ)=0,95			2015/16	2013	2013 cos(φ)=0,95		
		Mittelwert			Δ	Δ cos(φ)=0,95	Minimalwert			Δ	Δ cos(φ)=0,95	Maximalwert			Δ	Δ cos(φ)=0,95
P in MW	SWST1-SS1	2,11	1,63	1,70	0,48	0,41	-4,26	-3,23	-3,13	1,03	1,14	6,52	8,09	8,30	1,57	1,78
	SS1-SWST1	-2,03	-1,62	-1,69	0,40	0,33	-6,29	-7,99	-8,20	1,71	1,92	4,21	3,25	3,14	0,96	1,07
	SWST1-SSS2a	-4,53	2,05	1,97	6,58	6,50	-8,99	-0,72	-0,84	8,26	8,15	0,29	3,73	3,53	3,45	3,25
	SSS2a-SSS1	2,76	3,16	3,17	0,41	0,41	-1,66	0,01	0,01	1,67	1,67	8,58	5,28	5,31	3,30	3,28
	SS2-SWST3	-2,55	-2,16	-2,15	0,39	0,39	-14,71	-4,87	-4,87	9,84	9,83	0,13	0,34	0,34	0,21	0,21
	SWST4-SS2	0,76	0,26	0,25	0,51	0,51	-3,98	-1,31	-1,31	2,67	2,68	2,98	1,94	1,94	1,03	1,03
Q in Mvar	SWST1-SS1	1,20	1,72	0,20	0,52	1,00	0,00	1,39	-1,25	1,39	1,25	2,66	3,36	1,24	0,70	1,42
	SS1-SWST1	-1,18	-1,72	-0,21	0,54	0,97	-2,58	-3,35	-1,26	0,77	1,32	0,00	-1,40	1,39	1,40	1,39
	SWST1-SSS2a	-0,39	0,19	-0,06	0,58	0,33	-1,66	-0,06	-1,17	1,60	0,49	1,12	0,91	0,44	0,21	0,68
	SSS2a-SSS1	-0,02	-0,21	0,03	0,19	0,05	-1,64	-0,48	-0,32	1,15	1,32	2,24	0,33	0,62	1,91	1,62
	SS2-SWST3	-1,54	-1,52	-0,58	0,02	0,96	-3,86	-2,02	-1,39	1,83	2,47	0,01	-1,39	0,27	1,39	0,27
	SWST4-SS2	0,73	0,37	-0,14	0,36	0,87	-0,36	0,17	-0,63	0,53	0,27	1,76	0,49	0,40	1,27	1,36
U in p.u. @ 30kV	SWST1-SS1	1,11	1,09	1,09	0,02	0,03	0,00	1,08	1,08	1,08	1,08	1,13	1,10	1,09	0,03	0,04
	SS1-SWST1	1,10	1,08	1,08	0,02	0,02	0,00	1,08	1,08	1,08	1,08	1,12	1,08	1,08	0,04	0,04
	SWST1-SSS2a	1,11	1,09	1,09	0,03	0,03	0,00	1,08	1,08	1,08	1,08	1,15	1,10	1,09	0,05	0,06
	SSS2a-SSS1	1,10	1,08	1,08	0,02	0,02	0,16	1,08	1,08	0,91	0,91	1,14	1,09	1,09	0,05	0,05
	SS2-SWST3	1,07 (1,12*)	1,12	1,12	0,04	0,04	0,00	1,12	1,12	1,12	1,12	1,16	1,12	1,12	0,04	0,04
	SWST4-SS2	1,13 (1,14*)	1,12	1,12	0,02	0,02	0,00	1,11	1,11	1,11	1,11	1,17	1,13	1,12	0,04	0,04
Legende:		Vergleichbarkeit mittel					Vergleichbarkeit gering					*Ausreißer korrigiert				