

Zukünftige Anforderungen an Niederspannungsnetze und deren Lösungsansätze am Beispiel des Projekts PoSyCo

Daniel HERBST, Mike LAGLER, Robert SCHÜRHubER, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT¹, Alfred EINFALT², Helfried BRUNNER³, Daniel-Leon SCHULTIS⁴, Thomas FRUEHWIRTH⁵, Wolfgang PRUEGGLER⁶

¹ Technische Universität Graz - Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, +43 316 873 7551, office.ian@tugraz.at, ian.tugraz.at

² Siemens Aktiengesellschaft Österreich - CT RDA IOT AT, Siemensstraße 90, 1210 Wien, +43 664 8011716472, alfred.einfalt@siemens.com, www.siemens.at

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH - Center for Energy, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550 6382, helfried.brunner@ait.ac.at, www.ait.ac.at

⁴ Technische Universität Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstr. 25/370-01, 1040 Wien, +43 1 58801 370132, schultis@ea.tuwien.ac.at, esea.tuwien.ac.at

⁵ Technische Universität Wien - Institute of Computer Engineering - Automation Systems Group, Treitlstr. 1 3/4.OG, 1040 Wien, +43 1 58801 18328, tfruehwirth@auto.tuwien.ac.at, auto.tuwien.ac.at

⁶ MOOSMOAR Energies OG, Moosberg 10, 8960 Niederöblarn, +43 660 6512128, office@mmenergies.at, www.mmenergies.at

Kurzfassung: Der Ausbau von dezentralen Stromerzeugungsanlagen sowie die Integration von Batteriespeichern und der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge stellt neue Anforderungen an das Niederspannungsverteilernetz. Diese Herausforderungen umfassen vor allem die bisher unübliche Bidirektionalität des Stromflusses sowie das Ausmaß und Management der Leistungsflüsse auf der 0,4-kV-Ebene. Das Projekt PoSyCo (Power System Cognification) legt hierbei seinen Fokus auf die Entwicklung eines intelligenten Niederspannungsschutz-Konzepts („SOFTprotection“), welches als Ergänzung zu den bestehenden, konventionellen Schutzorganen („HARDprotection“) zu verstehen ist und die gewohnte Sicherheit sowie Versorgungssicherheit von Verteilernetzen im Kontext von Smart Grids langfristig gewährleisten soll.

Keywords: Niederspannung, Netz, Smart Grid, Schutz, Erneuerbare Energie, Elektromobilität, dezentrale Erzeugung, bidirektionaler Lastfluss, Sicherheit, Versorgungssicherheit

1 Einleitung und Hintergrund

Niederspannungsverteilernetze (NS-Netze) bilden die Basis der Versorgung einer Vielzahl an elektrischen Verbrauchern aus den Bereichen Haushalt und Gewerbe. Aufgrund der klimapolitischen Ziele und Verpflichtungen wird der Ausbau von Stromerzeugungsanlagen [1] forciert, wobei ergänzend zu den bereits weitläufig umgesetzten Großprojekten mehr und mehr dezentrale Anlagen zur Erzeugung sowie zur Speicherung elektrischer Energie aus

erneuerbaren Quellen verwirklicht werden. Hinzu kommen nun auch die Verpflichtungen rund um den Ausbau der Elektromobilität, im Besonderen der batteriebetriebenen Fahrzeuge, was wiederum zu einem rasanten Wachstum der dafür benötigten Ladeinfrastruktur führt. Die Tatsache, dass einerseits die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und andererseits Ladestationen für Elektrofahrzeuge auf der Ebene der Niederspannungsverteillernetze (Netzebene NE 7 und NE⁶) an das übergeordnete Elektrizitätsversorgungs- bzw. Verteilungsnetz angeschlossen sind, stellt für das Niederspannungsnetz neue, bisher nicht dagewesene Herausforderungen dar (v.a. durch die Bidirektionalität und das Ausmaß der Stromflüsse). Je nach nationaler Ausgestaltung der entsprechenden EU Richtlinien, kann die Etablierung von regionalen bzw. lokalen Energiegemeinschaften diese Entwicklung noch verschärfen. Die bislang lastdominierenden Planungskriterien verlieren ihre Gültigkeit und aus wirtschaftlichen Gründen müssen die Niederspannungsnetze näher an deren natürlichen Grenzen betrieben werden. Diese neuartigen Anforderungen werden im Zuge des Projekts „PoSyCo“ von einem breit aufgestellten Projektkonsortium aus Forschung und Industrie gemeinsam mit einem Verteillernetzbetreiber (VNB) aus unterschiedlichen Blickwinkeln analysiert. Basierend darauf sollen innovative Lösungsansätze erarbeitet werden, um den Personen- und Anlagenschutz sowie die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten.

Hauptaugenmerk liegt dabei auf den im Projekt entwickelten Konzepten des Niederspannungsschutzes (SOFTprotection), welche als aktive und intelligente Add-ons zu bestehenden, konventionell passiven Schutzorganen wie beispielsweise Leistungsschaltern, Leitungsschutzschaltern bzw. Schmelzsicherungen (HARDprotection) zu sehen sind.

2 Methodik

In der Projekteingangsphase wurden im Zuge einer Anforderungsanalyse in Anlehnung an IEEE 29148-2018 [2], wie in Abbildung 1 dargestellt, themenspezifische Use Cases (UCs) definiert und ausgearbeitet. Diese einzelnen UCs bilden die Grundlage der neu zu entwickelnden Methoden im Hinblick auf intelligente Schutzkonzepte. Auf Basis dieser Ansätze werden entsprechende Algorithmen zur automatisierten Status-Überwachung bzw. zur proaktiven Beeinflussung von Niederspannungsverteillernetzen entwickelt (vgl. dazu u.a. [3]). Durch Simulationen sowie praxisnahe Versuche und Tests unter Laborbedingungen sowie auch in realen Niederspannungsverteillernetzen werden diese Methoden hinsichtlich deren Wirksamkeit bzw. Praxistauglichkeit verifiziert.

2.1 Use Cases

In der Projekteingangsphase wurden sieben Use Cases (UCs) definiert und in einem hohen Detaillierungsgrad ausgearbeitet. Die nachfolgende Abbildung 1 stellt einen Überblick der definierten UCs dar, vgl. dazu [4] sowie [5]. Um die Anforderungen an das SOFTprotection-System möglichst umfassend untersuchen zu können, wurde bei der Auswahl auf zwei Aspekte geachtet. Einerseits wurden die drei Gruppen „Aggregation“ (Datengrundlage für weiterführende Analysen), „Aggregation & Aktion“ (optimieren des NS-Netzbetriebes) und „Aggregation & Aktion & Adaption“ (Integration erweiterter Schutzfunktionalitäten in bestehende Strukturen von Netzbetreibern) mit ansteigender Komplexität eingeführt. Andererseits wird die grundlegende Auseinandersetzung mit der bekanntermaßen

schwierigen Aufgabe der Systemintegration von neuen Technologien durch die Abbildung auf die drei Dimensionen „Physisch, IKT und Prozess“ sichergestellt.

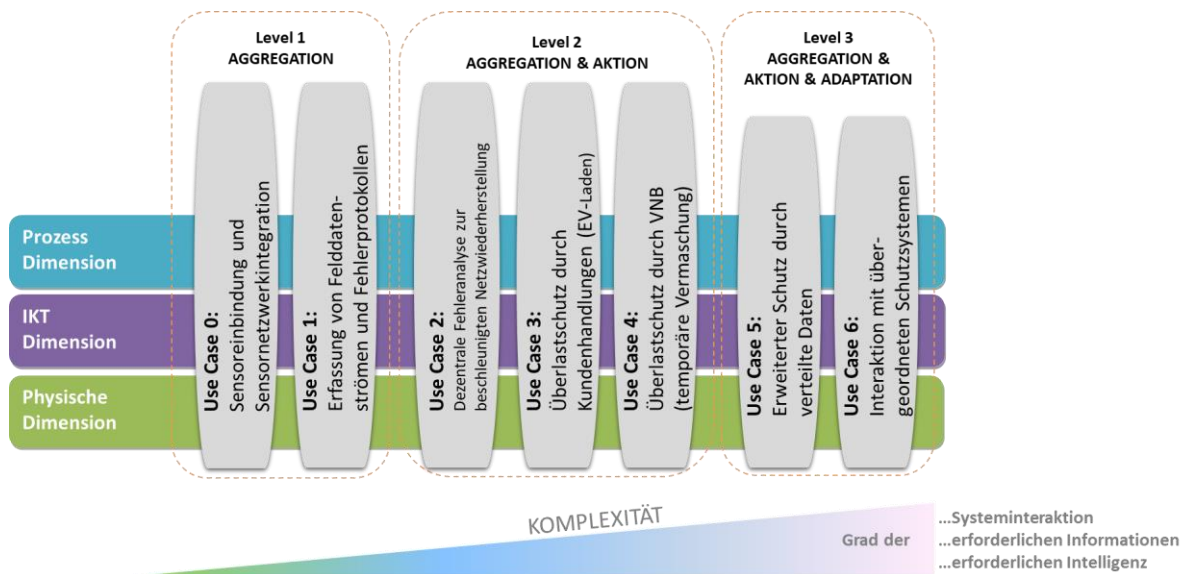


Abbildung 1 – Übersicht der definierten Use Cases

Die UC-Definitionen stellen den Ausgangspunkt für den weiteren Verlauf des Projekts dar und bilden die Basis für die Entwicklung von Methoden und Algorithmen zur Realisierung des SOFTprotection-Systems. Die folgenden Unterpunkte beschreiben die Grundzüge der entwickelten sieben Use Cases.

2.1.1 UC 0 – Sensoreinbindung und Sensornetzwerkintegration

Um Messdaten zur Analyse durch das SOFTprotection-System verfügbar zu machen, werden in UC 0 Ansätze und Konzepte zur Systemintegration bestehender (z.B. in Batteriespeichern, intelligenten Ortsnetzstationen, Smart Metern etc.) als auch neu in die Verteilernetze zu installierender Sensorik entwickelt. Dies berücksichtigt den kompletten Ablauf der Integration der Sensorik samt Planung, automatisierter Vorkonfiguration sowie angeleiteter Montage bzw. Installation. Die Bezeichnung UC 0 wurde u.a. deshalb gewählt, weil Niederspannungsnetze bislang praktisch völlig ohne aktive Überwachung betrieben wurden und verlässliche Daten sowie die damit verbundene Transparenz NS-Netze die Grundvoraussetzung für SOFTprotection darstellt.

2.1.2 UC 1 – Erfassung von Felddatenströmen und Fehlerprotokollen

UC 1 definiert Konzepte zur Datenerfassung und intelligenten Datenvorverarbeitung. Relevante Messdaten werden von dezentralen Sensoren (Feldgeräten mit integrierter Messfunktionalität wie z.B. Batteriespeicher oder Smart Meter) erfasst oder von externen Quellen (übergeordneten Netzleitsystemen, externen Datenquellen, etc.) empfangen. Sowohl kontinuierliche Datenströme (beispielsweise Sekunden/Minuten-RMS-Werte für Spannungen und Ströme) als auch ereignisgesteuerte Datensätze (beispielsweise getriggert durch entsprechende Ereignisse im Netz) werden vorverarbeitet, ergänzt durch zusätzliche Inhalte (Prognosen, Restkapazitätsschätzung, etc.) gespeichert und zu einem systemumfassenden Dienst zusammengeführt. Basierend auf diesem Gesamtbestand können sämtliche Daten für SOFTprotection- und Visualisierungs-Funktionalitäten bereitgestellt werden.

2.1.3 UC 2 – Dezentrale Fehleranalyse zur beschleunigten Netzwiederherstellung

Auf Basis der in UC 1 gesammelten und vorverarbeiteten Daten, gilt es in UC 2 eine aussagekräftige Abschätzung des Systemstatus durchführen zu können um in weiterer Folge automatisiert mittels dem SOFTprotection-System einen Netzabschnitt im Normalbetrieb von einem fehlerbehafteten Abschnitt unterscheiden zu können. Weiters soll die dezentrale, automatisierte Analyse von Störungen kombiniert mit Eingaben (Erfahrungen) des technischen Personals Informationen über deren Ursache liefern, sowie Fehlerorte präziser lokalisieren. Ergänzend dazu soll dem Netztechniker ein optimierter Ablaufplan zur beschleunigten Netzwiederherstellung bereitgestellt werden.

2.1.4 UC 3 – Überlastschutz durch Kundenhandlungen (Laden von Elektrofahrzeugen)

In UC 3 werden Möglichkeiten untersucht, um auf lokale Überlastsituationen, die in UC 1 erkannt werden, zu reagieren bzw. diesen, durch einen koordinierten Betrieb von flexiblen Kundenanlagen, entgegenzuwirken. Flexible Kundenanlagen umfassen beispielsweise Ladestationen für Elektrofahrzeuge, stationäre Speicher und Wärmepumpen. Dies ermöglicht eine optimale Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Zusätzlich werden verantwortliche Mitarbeiter des Verteilernetzbetreibers sowie Kunden bzw. Verbraucher in der jeweils passenden Detailliertheit über Zustände oder Ereignisse im Smart Grid informiert.

2.1.5 UC 4 – Überlastschutz durch Verteilernetzbetreiber (temporäre Vermaschung)

UC 4 untersucht den Einsatz von fernbedienbaren Schaltorganen (wie Leistungsschaltern), um mögliche lokale Überlastungen von Leitungssegmenten durch temporäre Vermaschung von NS-Teilnetzen zu verhindern. Diese Notwendigkeit kann etwa durch eine hohe Einspeisung einer Photovoltaikanlage und einer räumlich nahen Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge hervorgerufen werden. Außerdem sollen Methoden zur automatisierten Vermeidung von Netzfehlern bzw. Störungen, die durch eine dauerhafte Belastungsspitze entstehen können, entwickelt werden.

2.1.6 UC 5 – Erweiterter Schutz durch verteilte Daten

In Abstimmung mit den detaillierten Arbeiten an den Use Cases 0 bis 4 wird in UC 5 die eigentliche Einführung eines SOFTprotection Systems im Sinne einer Unterstützung des konventionellen Schutzes untersucht. Dafür werden verfügbare Daten wie z.B. lokal auftretende Spannungen oder Ströme von intelligenten Feldgeräten im gesamten Netz verwendet. Diese werden genutzt, um jene Fehler, bei denen der maximale Strom nicht an einer MS/NS-Trafo-Abgangssicherung, sondern irgendwo im Verteilernetz auftritt, zu erkennen und in Folge auf diese zu reagieren, um Gefährdungen oder Störungen zu verhindern. Ergänzend dazu werden intelligente Schaltelemente vorgesehen, welche nach einer erfolgreichen Fehlererkennung das betroffene Leitungssegment abschalten oder durch Umschaltungen das Problem lösen.

2.1.7 UC 6 – Interaktion mit übergeordneten Schutzsystemen

UC 6 behandelt die Interaktion des auf den Use Cases 0 bis 5 basierenden SOFTprotection-Systems mit einem übergeordneten Schutzsystem. Mit den zusätzlichen, durch das SOFTprotection-System zur Verfügung gestellten Informationen bzw. Daten sollen der Betrieb, die Koordination und die Planung des Schutzsystems verbessert werden.

2.2 Algorithmen

Aufbauend auf den bereits detailliert ausgearbeiteten Beschreibungen der Use Cases 0 bis 4 (siehe Kapitel 2.1) werden entsprechende Methoden bzw. Algorithmen zur Lokalisierung von herannahenden Überlastsituationen sowie Fehlern entwickelt. Dazu sollen vom SOFTprotection-System aggregierte Daten nach bestimmten Kriterien analysiert werden. Beispiele hierfür können die

- ortsabhängige Verletzung eines gewissen Spannungsbandes ($U < U_{\min}$ oder $U > U_{\max}$) über einen vordefinierten Zeitraum, die
- ortsabhängige Verletzung eines gewissen Phasenwinkelbereiches ($\varphi < \varphi_{\min}$ oder $\varphi > \varphi_{\max}$) über einen vordefinierten Zeitraum oder die
- Verletzung eines entsprechenden Überstromwertes ($I > I_{\max}$) an gewissen Abgängen über einen vordefinierten Zeitraum sein.

Nach der entsprechenden Detektion eines nicht mit dem Normalbetrieb konformen Zustandes wird das betroffene Niederspannungsteilnetz detailliert untersucht. In erster Linie soll mittels Lastflussrechnung des Teilnetzes entschieden werden, ob weitere Handlungen nötig sind. Sofern dies beispielsweise aufgrund einer Überlastung einzelner Betriebsmittel der Fall ist, muss eine erfolgversprechende Aktion gesetzt werden, um wieder zu einem unkritischen Betriebszustand zurückzukehren. Dies kann mit Hilfe einer der folgenden Maßnahmen erreicht werden:

- Zeitlich begrenzte Auslastung einzelner Teilabschnitte bzw. von Komponenten des NS-Netzes sofern dies ursprünglich eingeplante Reservekapazitäten (z.B. in Form von überdimensionierten Leitungen, zeitvariable Ausnutzung der thermischen Grenzen) erlauben und dies laufend überwacht bzw. kontrolliert wird;
- Temporäre Vermaschung einzelner Teilabschnitte des NS-Netzes, um eine gleichmäßigere Aufteilung des Lastflusses zu erreichen, wobei die Voraussetzung der weiteren Funktion des konventionellen Schutzes (z.B. Erhaltung der Selektivität sämtlicher Sicherungen), siehe dazu auch 2.1.5, zu erfüllen ist;
- Temporäre Rekonfiguration von NS-Abgängen um eine gleichmäßigere Aufteilung des Lastflusses zu erreichen z.B. durch Verlegung von Trennstellen in offenen NS-Ringen;
- Netzdienliches Verhalten von Kundenanlagen z.B. in Form von gesteuerten Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen oder durch den Einsatz von Batteriespeichern sowie Wärmepumpen, siehe dazu auch 2.1.4;

Voraussetzung für die Anwendung einer der genannten Maßnahmen ist die Verfügbarkeit von

- hinreichend dimensionierten Leitungen samt fernkonfigurierbaren und fernbedienbaren Schutzelementen (z.B. Leistungsschalter),
- zweckmäßigen Netztopologien bzw.
- entsprechend ausgerüsteten Kundenanlagen z.B. mit zur Leistungsreduktion geeigneten Ladestationen für Elektrofahrzeuge (EVCS, engl. Electric Vehicle Charging Station), steuerbaren oder fernbedienbaren Batteriespeichern und Wärmepumpen samt entsprechend nachgelagerten Wärme- und Kältespeicherkapazitäten.

Sofern die Funktionalität und Bereitschaft der erforderlichen Feldgeräte erwiesen ist, soll im Rahmen von UC 4 eine korrektive Schalthandlung im digitalen Abbild des betroffenen Netzabschnittes durchgeführt werden. Um nun die dadurch entstandene neue Netztopologie hinsichtlich deren Funktionalität sowie Leistungsfähigkeit zu verifizieren, wird erneut eine Lastflussberechnung durchgeführt. Nach positivem Ergebnis der Lastflusssimulation visualisiert das SOFTprotection-System eine entsprechende Meldung mit dem Hinweis auf eine mögliche oder notwendige korrektive Handlung, welche nach einer Bestätigung durch

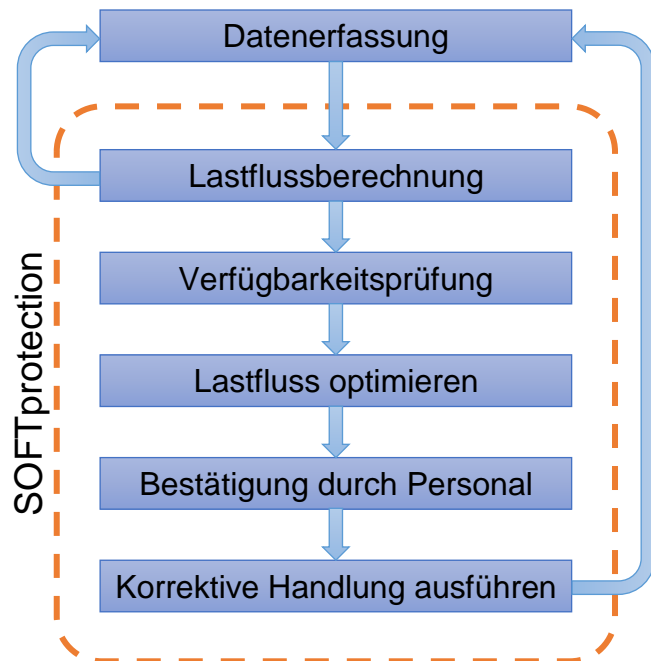


Abbildung 2 – Ablaufdiagramm einer korrekativen Handlung mittels SOFTprotection

das Bedienpersonal automatisiert ausgeführt wird. In weiterer Folge wird eine kontinuierliche Lastflussberechnung durchgeführt, welche ständig eine mögliche Rekonfiguration oder eine andere korrektive Handlung prüft. Abbildung 2 zeigt den gesamten Ablauf grafisch in Form eines Flussdiagramms.

2.3 Szenarien

Ergänzend zu den in Kapitel 2.1 beschriebenen Use Cases und den abzuleitenden Algorithmen werden unterschiedliche Durchdringungsszenarien untersucht. Am Beispiel der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge betrachtet man die Integration von

- a. wenigen EVCS mit geringer Ladeleistung ($P \leq 3,7 \text{ kW}$),
- b. einer mittleren Anzahl an EVCS mit mittlerer Ladeleistung ($3,7 \text{ kW} < P \leq 11 \text{ kW}$) sowie
- c. einer hohen Durchdringung an EVCS mit hoher Ladeleistung ($11 \text{ kW} < P \leq 22 \text{ kW}$).

Ähnlich wird die Integration von Erzeugern erneuerbarer Energie am Beispiel von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) mit folgenden Szenarien betrachtet:

- A. Wenige PV-Anlagen mit geringer installierter Leistung ($P \leq 2,5 \text{ kWp}$),
- B. mittlere Anzahl an PV-Anlagen mit mittlerer installierter Leistung ($2,5 \text{ kWp} < P \leq 5 \text{ kWp}$) sowie
- C. einer hohen Durchdringung an PV-Anlagen mit hoher installierter Leistung ($5 \text{ kWp} < P \leq 10 \text{ kWp}$).

2.4 Fehlerbilder und Netzdaten

Da für die Niederspannungsverteilternetzebene nur wenige Fehlerstatistiken vorhanden sind, sind im Zuge der Definition der verschiedenen Use Cases und der unterschiedlichen Szenarien auftretende Fehlerbilder sowie deren Eintrittswahrscheinlich bei einigen Verteilernetzbetreibern ermittelt worden. Zur Veranschaulichung der NS-Netzgebiete sind ergänzend die Kenndaten aufgelistet.

Die Kenndaten der betrachteten Netze sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 1 – Kenndaten der untersuchten Verteilernetze

	VNB A	VNB B	VNB C
Anzahl ONS¹	~ 10.500 Trafos	~ 800 Trafos	24 Trafos
Anzahl Kundenanlagen²	~ 1,6 Mio Zählpunkte, 230.000 Hausanschlüsse	keine Angaben	~ 2.500
Anzahl Abgänge je ONS	Ø 5 von 14 Abgängen je Trafo belegt	Ø 5 bis 10 Abgänge je Trafo	Ø 7 von 14 Abgängen je Trafo belegt
Anzahl Kundenanlagen je Abgang	Ø 150	Ø 100	Ø 100
Länge Kabel	~ 11.200 km	~ 280 km	~ 18 km
Länge Freileitung	~ 1.850 km	~ 120 km	0 km
Querschnitt Hausanschluss	EFH: 4 x 35 mm ² ; sonst gemäß Anschlussleistung	EFH: 4 x 25 mm ² - 35 mm ² ; sonst gemäß Anschlussleistung	EFH: 4 x 35 mm ² ; sonst gemäß Anschlussleistung
Schutzmaßnahme	Nullung	Nullung	Nullung

Tabelle 2 – Standard-Verteilertransformatoren der untersuchten Verteilernetze

	VNB A	VNB B	VNB C
S	630/800/1.250 kVA	630/1000 kVA	630 kVA
S_{max}	≤ 1.600 kVA	≤ 1.250 kVA	≤ 2 x 800 kVA
derzeit größte Station	10 x 630 kVA teilbelegt	4 x 1000 kVA	3 x 630 kVA
u_k	5 % - 6 %	keine Angaben	5 % - 6 %
U_{prim}	10/20 kV 30 kV für Windkraft	keine Angaben	20 kV
Schaltgruppe	Dyn5 bzw. Dyn11	keine Angaben	Dyn5 bzw. Dyn11
Auslastung	~ < 60 %	~ 50 %	~ < 60 %
Lastspitzen	2.100 MW im Jänner 2011 gegen 18:00; Aktuell steigt die Last im Sommer (Klimatisierung), im Winter stagniert die Last;	Lastspitzen abends (Großteil der Bevölkerung ist zu Hause) und nachts (Nachtspeicher), nicht mehr mittags	~ 2,5 MW

¹ ONS...Ortsnetzstation

² Einfamilienhäuser (EFH), Wohnungen, Bürogebäude, etc.; nicht gleichbedeutend mit Zählpunkten

Ausgehend von den Kenndaten der einzelnen Verteilernetze sind in erster Näherung die in Tabelle 3 zusammengefassten Fehlerbilder samt deren Eintrittswahrscheinlichkeit ermittelt worden. *Anmerkung:* Dabei handelt es sich um Vorzähler-Fehler, also jene Fehler, welche bis zum Hausanschluss im NS-Verteilernetz auftreten, nicht um jene, die innerhalb der Installation einer elektrischen Anlage (nach dem Zähler, Nachzähler-Fehler) auftreten.

Tabelle 3 – Zusammenfassung der Fehlerbilder in den betrachteten Verteilernetzen

Betroffener Leitungstyp	Eintrittswahrscheinlichkeit	Beschreibung
Sommer:		
NS-Kabel	~ 20 p.a./100 km	Fremdverursachte Fehler (vorwiegend durch Grabungsarbeiten/ Bagger/ Erdspieße/ etc.)
NS-Freileitung	~ 30 p.a./100 km	Fehler durch atmosphärische Entladungen (meist nur mehr bei Masttrennern) sowie durch Baumfall auf Freileitungen in Folge von atmosphärischen Entladungen sowie Wind
Winter:		
NS-Kabel	~ 1 p.a./100 km	Bei länger andauernder feuchter Witterung Eindringen von Feuchtigkeit in Kabelendverschlüsse bei Masttrennern
NS-Freileitung	~ 10 p.a./100 km	Fehler durch Eis- und Schneelast

Wie in Tabelle 3 ersichtlich ist, ist die Mehrheit der Fehlerfälle in NS-Kabelnetzen auf im Sommer auftretende, fremdverursachte (vorwiegend durch Grabungsarbeiten/ Bagger/ Erdspieße etc.) Fehler zurückzuführen. Die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit ist atmosphärischen Entladungen bei Freileitungen während der Sommermonate zuzuschreiben. Da NS-Freileitungen jedoch immer seltener verbaut werden bzw. immer öfter durch NS-Kabel ersetzt werden (vgl. dazu die Längenverhältnisse in Tabelle 1) ist die absolute Fehleranzahl hierbei entsprechend geringer.

Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass bei Drehstromkabelsystemen in der Praxis ein zweipoliger Kurzschluss zwischen zwei Außenleitern bspw. L1 und L2 aufgrund der thermischen Wirkung des auftretenden Kurzschlussstromes zu einer Zerstörung der Leiterisolierungen sowie folglich zu einem dreipoligen Kurzschluss zwischen L1, L2, L3 & PEN und einem Ausfall des Kabels führt.

Resultierend aus den obigen Erkenntnissen werden für die weiteren Betrachtungen im Projekt PoSyCo die in Tabelle 4 zusammengefassten Fehlerbilder definiert.

Tabelle 4 – Im Projekt PoSyCo betrachtete Fehlerbilder

	Betriebsmittel	Eintrittswahrscheinlichkeit	Auftrittszeitraum
3-poliger Kurzschluss mit PEN	NS-Kabel	~ 20 p.a./100 km	Sommer
3-poliger Kurzschluss mit PEN	NS-Kabel	~ 1 p.a./100 km	Winter
3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung	NS-Freileitung	~ 30 p.a./100 km	Sommer
3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung	NS-Freileitung	~ 10 p.a./100 km	Winter

2.5 Beispielnetze

Um die in Kapitel 2.3 beschriebenen Szenarien grundsätzlich und praxisnah simulieren zu können, werden verschiedene Beispiel-Netztopologien verwendet.

2.5.1 Beispielnetz „Urban“

Bei der in Abbildung 3 dargestellten Beispiel-Netztopologie „Urban“ handelt es sich um einen Verteilernetztransformator (10 kV / 0,4 kV, 800 kVA, Dyn11) mit zehn belegten Abgängen von denen zwei als offener Ring betrieben werden. Von den einzelnen Abgängen sind die Kabellängen und -typen, die unterschiedlichen Kabelverteilerschränke (KVS) sowie die davon versorgten Kundenanlagen in Form deren tatsächlichem Jahresverbrauch samt den hinterlegten Standardlastprofilen bekannt.

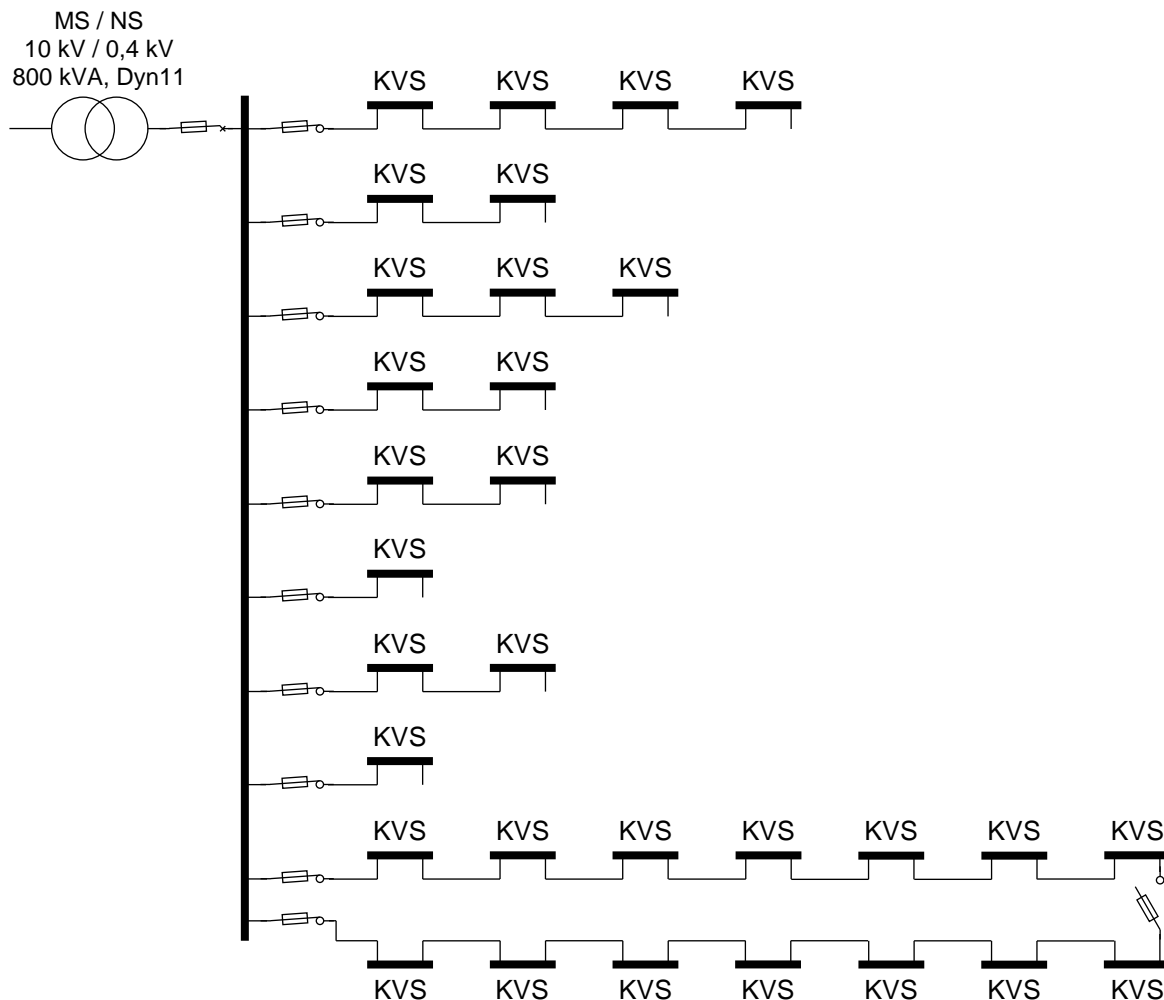


Abbildung 3 – Schematische Darstellung des Beispielnetzes „Urban“

2.5.2 Beispielnetz „Smart City“

Die Beispielnetz-Topologie „Smart City“ umfasst einen neu errichteten Stadtteil welcher von zwölf Verteilernetztransformator-Standorten mit insgesamt 24 Transformatoren (zwei je Standort) versorgt wird. Solch ein Transformator-Standort wird in Abbildung 4 beispielhaft dargestellt. Diese Transformatoren versorgen über 24

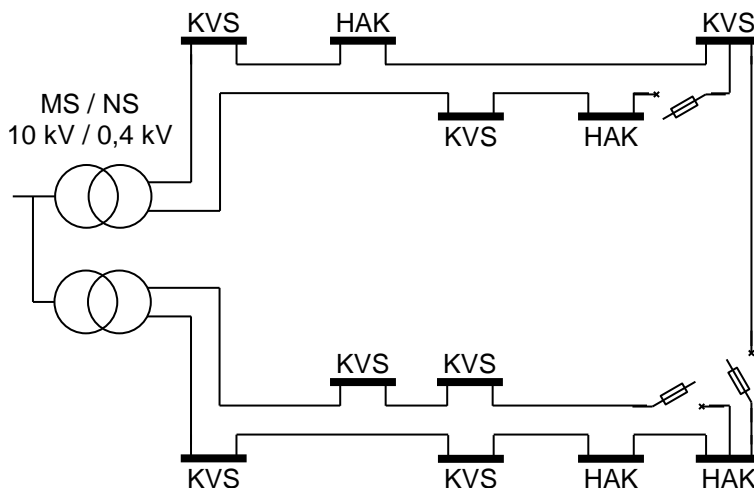


Abbildung 4 – Schematische Darstellung von zwei der 24 Transformatoren des Beispielnetzes „Smart City“

Kabelverteilerschränke (KVS) in Summe 41 Objektanschlüsse. Ergänzend zum Betrieb des Netzes als offene Ringe sind jeweils zwei Ringe offen untereinander verbunden. Der Zustand des Netzes wird permanent von insgesamt 99 Netzüberwachungsgeräten (engl. Grid Monitoring Device, GMD) hinsichtlich dessen Status überwacht.

In diesem Beispiel-Netz sind neben konventionellen Verbrauchern auch eine entsprechende Anzahl an Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Photovoltaikanlagen sowie Netzspeicher (Batteriespeicher) installiert.

2.6 Netzberechnungen

Basierend auf der Datengrundlage der Beispielnetze aus Kapitel 2.5 werden die in Kapitel 2.3 beschriebenen Szenarien mit Hilfe von Netzberechnungssoftware realitätsgetreu nachgebildet um praxistaugliche Erkenntnisse ableiten zu können.

Die Beispielnetze werden unter anderem dazu genutzt, die für die Koordinierung der flexiblen Kundenanlagen (siehe 2.1.4) und die temporäre Vermaschung (siehe 2.1.5) entwickelten Algorithmen mittels Lastflusssimulationen zu analysieren.


3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Integration dezentraler erneuerbarer Energieträger in Verbindung mit dezentralen hohen Leistungsquellen bzw. -senken wie z.B. Batteriespeichern und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, stellt neue Anforderungen an die Niederspannungs-Verteilernetze. Um diesen Herausforderungen möglichst vor dem Eintritt kritischer Betriebszustände, verursacht durch Überlastung vorhandener Betriebsmittel, entgegenzuwirken, beschäftigt sich das Projekt PoSyCo mit neuartigen Ansätzen am Sektor des Niederspannungsnetzschutzes. Dabei wird das konventionelle Schutzsystem bestehend aus Leistungsschaltern, Leitungsschutzschaltern und Schmelzsicherungen (HARDprotection) um ein intelligentes Add-On-System (SOFTprotection) erweitert. Dieses zusätzliche Schutzsystem wird einerseits durch automatisierte Korrektivhandlungen (z.B. temporäre Vermaschung, netzdienliche Steuerung von Kundenanlagen etc.) Überlastzustände vermeiden sowie andererseits durch unterstützende Maßnahmen die Fehlerlokalisierung und somit auch die Fehlerbehebung erleichtern. Dieser Beitrag behandelt dabei die im Projekt erarbeiteten Use Cases, zugehörige Szenarien, Beispielnetze und Fehlerbilder sowie Ansätze für entsprechend notwendige Algorithmen und Methoden zur Umsetzung des SOFTprotection Systems.

Nach der Definition sowie der umfangreichen Beschreibung der in Kapitel 2.1 dargestellten Use Cases gilt es im nächsten Schritt des Projekts PoSyCo, die in Grundzügen in Kapitel 2.2 beschriebenen Algorithmen detailliert zu entwickeln bzw. auszuformulieren, um diese in weiterer Folge mittels Simulationstools auf deren Arbeits- sowie Wirkungsweise in den in Kapitel 2.5 dargestellten Beispielnetzen zu evaluieren. Den Rahmen dafür bilden die in Kapitel 2.3 zusammengefassten Szenarien, als Randbedingungen dienen die in Kapitel 2.4 erläuterten Fehlerbilder.

Zur Verifizierung der softwarebasierten Simulationen der Methoden und Algorithmen sind Testläufe in hybriden Netzmodellen (Kombination aus analogen Netzmodellen mit Hardware-in-the-Loop Systemen) in den Laboratorien der Projektpartner sowie zusätzlich in einem bestehenden realen Niederspannungsverteilternetz geplant.

4 Fördergeber

Das Projekt PoSyCo wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds  gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2017 durchgeführt.

5 Referenzen

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, #mission2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie, Wien, 2018.
- [2] ISO/IEC/IEEE, IEEE 29148-2018 - ISO/IEC/IEEE International Standard - Systems and software engineering -- Life cycle processes -- Requirements engineering, Genf/CH: ISO - International Organization for Standardization, 2018.
- [3] D. Herbst, Ein Beitrag zu neuen Ansätzen im Niederspannungsschutz (Arbeitstitel Dissertation), Graz: Technische Universität Graz, laufend.
- [4] AIT Austrian Institute of Technology, Projektbeschreibung für Projektantrag 867276 - "PoSyCo - Power System Cognification", Wien, 2015.
- [5] Projektkonsortium "PoSyCo", Power System Cognification - Deliverable D2.1 - Defined Use Cases and Required Components, Wien: Projektkonsortium "PoSyCo", 2020.