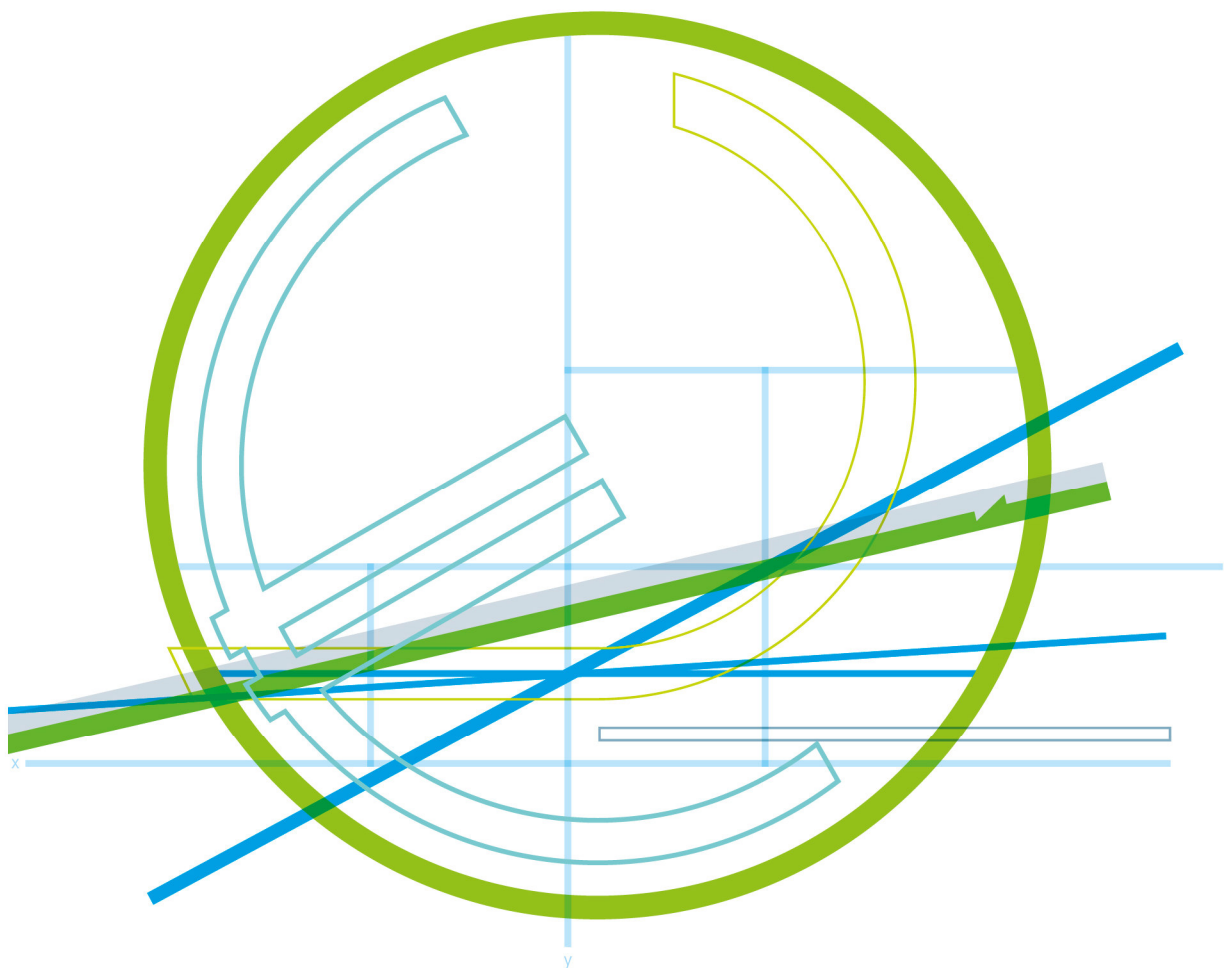


KRIN (Krisensichere Netze)

Smart Emergency Grid

Innovative dezentrale Notstrom-
versorgungsnetze mittels Smart Metern



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Kurzbeschreibung des Projektes	5
2.2	Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes	6
2.3	Ausblick und Resümee	7
3	Inhaltliche Darstellung	7
3.1	Ausgangssituation/Motivation des Projektes	7
3.2	Zielsetzungen des Projektes	7
3.3	Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes inkl. Methodik	8
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	11
4.1	AP 2 - Feststellung des Status-Quo in Österreich bzw. internationaler Vergleich „Kritischer Infrastruktur“	11
4.2	AP 3 - Simulation von „Smart Emergency Grids“ in der Mittel- bzw. Niederspannungsebene	25
4.3	AP 4 - Risiko- und Wirtschaftlichkeitsanalyse unterschiedlicher „Smart Emergency Grids“	28
4.4	AP 5 - Labor-Überprüfung der Funktionalität von Smart Metern und deren Anwendbarkeit in einem „Smart Emergency Grid“	33
4.5	Herausforderungen	36
4.6	Highlights	37
4.7	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	38
5	Ausblick und Empfehlungen	39
6	Literaturverzeichnis	40
7	Anhang	44
7.1	Verbreitung & Verwertung	44
8	Kontaktdaten	47

2 Einleitung

2.1 Kurzbeschreibung des Projektes

Die moderne Gesellschaft steht in einem engen Abhängigkeitsverhältnis zum elektrischen Strom. Großflächige Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) der öffentlichen Stromversorgung lähmen nötige essentielle Abläufe. Hier schafft das Konzept des „Smart Emergency Grid“ Abhilfe: Es basiert auf der Lastfluss- und Erzeugungssteuerung durch Smart Meter in Verbindung mit dezentralen Energieerzeugungs- / Notstromaggregaten zur Versorgung von Kritischer Infrastruktur.

Ziel dieses Projektes ist eine flexible und ausbaufähige Methode zur Gewährleistung der Versorgungs- bzw. Ausfallsicherheit von Kritischer Infrastruktur sowie für deren Versorgung im Krisenfall. Dies wird mit dem Konzept eines „Smart Emergency Grids“ erreicht.

Ebenso ist die Erforschung von Maßnahmen für einen stabilen Inselnetzbetrieb zur einfachen und kostengünstigen Implementierung in die bestehende Netzinfrastruktur Ziel dieses Projektes.

Erfahrungen aus dem nationalen sowie dem internationalen Bereich in Bezug auf Kritische Infrastruktur bzw. die Handhabung im Krisenfall werden erforscht. Ziel des Projektes ist die Sicherstellung der Versorgung von Kritischer Infrastruktur mit elektrischer Energie, um das Funktionieren der Gesellschaft in Ausnahmesituationen (Krisenfällen, Katastrophen) gewährleisten zu können.

Die Programmziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Gewährleistung der Versorgungs- bzw. Ausfallsicherheit von Kritischer Infrastruktur
- Definition von Einsatzszenarien
- Entwicklung einer flexiblen und ausbaufähigen Technologie („Smart Emergency Grid“) zur elektrischen Versorgung in Ausnahmesituationen (Krisenfällen, Katastrophen)
- Analyse möglicher technischer Herausforderungen und deren Lösung für die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes mit gegebenenfalls möglicher Netztrennung bzw. Netz-Wiederaufbaues
- Analyse der Verwendbarkeit der verfügbaren Smart Meter in einem möglichen „Smart Emergency Grid“
- Spezifizierung der Funktionalitäten von Smart Metern für ein „Smart Emergency Grid“
- Festlegung der notwendigen Voraussetzungen für ein Smart Meter, um Maßnahmen bei Versorgungsunterbrechungen durchzuführen
- Definition von Zuschaltstrategien für Normal-Betriebslasten nach Behebung der Versorgungsunterbrechung
- Erforschung nicht augenscheinlicher weiterer Kritischer Infrastruktur in Bezug auf die Versorgung mit elektrischer Energie
- Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen, um einen Beitrag zur Bereitstellung einer öffentlichen, kostengünstigen Notstromversorgung zu liefern
- Bedeutung von „Smart Emergency Grids“ als Standortfaktor für Österreich

Die Erreichung dieser Ziele erfolgt durch Anwendung folgender Ansätze (Methodik):

- Definition und Analyse von Kritischer Infrastruktur (IKT, Notruf,...) in Bezug auf die Versorgung mit elektrischer Energie
- Internationaler Vergleich von „Kritischen Infrastrukturen“ und deren Notversorgungskonzepten
- Simulation eines „Smart Emergency Grids“ in der Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsebene mit ausgewählten Simulationstools, z.B. Simulink bzw. Neplan®
- Erprobung in kontrollierter Umgebung
- Analyse der Verwendbarkeit der zurzeit installierten Smart Meter in einem möglichen „Smart Emergency Grid“
- Spezifizierung der Funktionalitäten von Smart Metern für ein „Smart Emergency Grid“
- Testaufbau und Testlauf eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grid-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz
- Messtechnische und theoretische Analyse möglicher technischer Herausforderungen und deren Lösung für die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes

2.2 Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes

Im Rahmen des AP 2 wurde eine umfangreiche Literatur- und Internetrecherche durchgeführt mit dem Ziel, einen Überblick über die Thematik zu erlangen und eine erste Spezifikation eines „Smart Emergency Grid“ Konzepts zu erhalten.

Ebenso wurden die Relevanz bzw. der Einsatzzeitbereich ausgelotet, siehe Kapitel 3.3.1. Als wesentlicher Punkt wird die Unabhängigkeit von Treibstoffversorgung gesehen, der bei Stromausfällen über 48 Stunden essentiell für den Betrieb von „kritischer Infrastruktur“ ist. Hieraus folgt auch der Einsatzbereich bei Ausfällen über 48 Stunden. In nahezu allen umfassenderen Studien (Reichl und Schmidthaler 2012)(Petermann 2011a)(Petermann 2011b) wird keine Alternative zu Notstromaggregaten gesehen.

Das hier entwickelte Unterspannungs-Notstromversorgungskonzept setzt genau an diesem Punkt an und bietet eine flexible Alternative, die Einsatzkräften, Behörden und der Bevölkerung mehr lebenswichtigen Spielraum bei langandauernden Blackouts geben kann.

Die in AP 3 simulierten Netze sind lauffähig und funktionieren. Auf den Teilaspekt der Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes kann jedoch erst in AP 5 eingegangen werden, da das erarbeitete Unterspannungs-Notstromversorgungs-Konzept wesentlich auf die Funktionalitäten der Smart Meter angewiesen ist. Darum wurde im 1. Abschnitt mehr Wert auf die Ausarbeitung des Unterspannungs-Notstromversorgungs-Konzeptes gelegt um in AP 4 und AP 5 auf die genauen Spezifikationen für den Einsatz eingehen zu können.

2.3 Ausblick und Resümee

Die im Forschungsprojekt gewonnenen Erkenntnisse und Messdaten zeigen die Zusammenhänge der Aspekte der Notversorgung von Kritischen Infrastrukturen in Krisen- und Katastrophenfällen.

Es konnte ein realisierbares Konzept für eine flexible und einfache Notstromversorgung entwickelt, getestet und analysiert werden. Neue Möglichkeiten des Einsatzes der zur Verfügung stehenden Technologien im Bereich der Smart Meter brachten neuartige Nutzungsmöglichkeiten der Funktionalitäten dieser. Hieraus folgten auch spezielle Anforderungen an die Smart Meter.

Die gewonnenen Erkenntnisse werden in der weiteren Forschung im Zuge der Dissertation „Smart Emergency – Innovative Dezentrale Notstromversorgung“, der Masterarbeit „Auswirkungen auf die Siedlungswasserwirtschaft im Falle von Blackouts“ und in der Lehre auch interdisziplinär weiterverfolgt.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Ausgangssituation/Motivation des Projektes

Die moderne Gesellschaft steht in einem engen Abhängigkeitsverhältnis zum elektrischen Strom. Großflächige Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) der öffentlichen Stromversorgung lähmen nötige essentielle Abläufe. Hier schafft das Konzept des „Smart Emergency Grid“ Abhilfe: Es basiert auf der Lastfluss- und Erzeugungssteuerung durch Smart Meter in Verbindung mit dezentralen Energieerzeugungs- / Notstromaggregaten zur Versorgung von Kritischer Infrastruktur.

3.2 Zielsetzungen des Projektes

Die Programmziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Gewährleistung der Versorgungs- bzw. Ausfallsicherheit von Kritischer Infrastruktur
- Definition von Einsatzszenarien
- Entwicklung einer flexiblen und ausbaufähigen Technologie („Smart Emergency Grid“) zur elektrischen Versorgung in Ausnahmesituationen (Krisenfällen, Katastrophen)
- Analyse möglicher technischer Herausforderungen und deren Lösung für die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes mit gegebenenfalls möglicher Netztrennung bzw. Netz-Wiederaufbaues
- Analyse der Verwendbarkeit der verfügbaren Smart Meter in einem möglichen „Smart Emergency Grid“
- Spezifizierung der Funktionalitäten von Smart Metern für ein „Smart Emergency Grid“
- Festlegung der notwendigen Voraussetzungen für ein Smart Meter, um Maßnahmen bei Versorgungsunterbrechungen durchzuführen
- Definition von Zuschaltstrategien für Normal-Betriebslasten nach Behebung der Versorgungsunterbrechung
- Erforschung nicht augenscheinlicher weiterer Kritischer Infrastruktur in Bezug auf die Versorgung mit elektrischer Energie

- Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen, um einen Beitrag zur Bereitstellung einer öffentlichen, kostengünstigen Notstromversorgung zu liefern
- Bedeutung von „Smart Emergency Grids“ als Standortfaktor für Österreich

3.3 Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes inkl. Methodik

3.3.1 AP 2 - Feststellung des Status-Quo in Österreich bzw. internationaler Vergleich „Kritischer Infrastruktur“

Die verschiedenen Punkte in AP 2 greifen sehr stark ineinander und beeinflussen sich gegenseitig, besonders im Zusammenhang mit der Erstellung der Befragung.

3.3.1.1 Definition und Analyse von Kritischer Infrastruktur (IKT, Notruf,...) in Bezug auf die Versorgung mit elektrischer Energie

Dies wurde über eine umfassende Literaturrecherche bzw. ersten Kontaktaufnahme mit Experten und Stakeholdern durchgeführt. Es wurde eine Internetrecherche durchgeführt, auf Basis derer eine Literaturrecherche bzw. Kontaktaufnahme mit Experten durchgeführt wurde. Im Bereich von IKT und Notruf konnte auf umfangreiches Fachwissen bzw. Kontakte von Herrn Dr. Helmut Malleck, einem langjährigen Experten im IKT-Bereich, zurückgegriffen werden.

Im Zuge dessen wurde die Auswahl der Befragungsteilnehmer getroffen und individuell zugeschnittene Fragebögen erstellt. Genauer zur Fragebogenerstellung in Kapitel 3.3.1.4.

Die Ergebnisse der Umfrage sind in AP 2 eingeflossen.

3.3.1.2 Internationaler Vergleich von Kritischen Infrastrukturen und Notversorgungskonzepten

Auf Basis der ersten Internetrecherche bzw. Literaturrecherche (Kapitel 3.3.1.1) und von diversen Konferenzen wurden Papers, Bücher und Leitfäden gesucht. (siehe Kapitel 4.1.2) Hier wurde besonders auf Deutschland eingegangen, da die Vorbereitungen und Pläne dort am umfangreichsten und am weitesten fortgeschritten sind. Ebenso wurden auf Europäischer Ebene und auf nationaler Ebene recherchiert.

Dies floss in die Auswahl der Befragungsteilnehmer und in die Gestaltung der Fragebögen ein. Genauer zur Fragebogenerstellung in Kapitel 3.3.1.4.

3.3.1.3 Möglichkeiten der Implementierung von „Smart Emergency Grids“ in bestehende elektrische Netzstrukturen

Hier wurde auf Basis der Gegebenheiten in typischen österreichischen Verteilnetzen (Wakolbinger 2009), ein Konzept entwickelt, in welchem bei geringer Informationslage der einzelnen Elemente (Smart Meter, Smart Switches, Regler der Dezentralen Erzeugungseinheiten) möglichst einfache und immer gültige Verhaltensschemen in Kraft treten und so ein Inselnetz aufgebaut wird. Als zusätzliches Feature wird die Möglichkeit angesehen Microgrids im Mittel- und Niederspannungsnetz kombiniert zu erzeugen. Hier wurde, um eine Möglichst hohe Unabhängigkeit von der IKT zu erhalten (nach dem Prinzip „Keep it simple“), versucht auf physikalische Netzgrößen wie Strom, Spannung, Frequenz und Phasenwinkel zurückzugreifen.

Auf dieser Grundlage wird das Unterspannungs-Notstromversorgungs-Konzept entwickelt, siehe Kapitel 0.

Das Konzept basiert auf fundamentalen Algorithmen, die jeder der Intelligenten Schalter bzw. Smart Meter ausführt, wenn Unterspannung anliegt bzw. keine anderen Befehle z.B. über die IKT kommen.

Diese Handlungsanweisungen werden nur auf Grund der vorliegenden Spannung (physikalische Größe im Netz) durchgeführt. Dies ergibt eine Robustheit und Sicherheit für Notsituationen, da nur auf das elektrische Netz reagiert wird und keine zusätzlichen Informationswege benötigt werden. In Verbindung mit einer Spannungs-Leistungsregelung der Einspeiser wird somit eine dargebotsabhängige Lastzu- und abschaltung durchgeführt. Somit kann die Energie der noch intakten Erzeuger im Microgrid verteilt bzw. direkt für die Versorgung der wichtigsten (Kritischen) Infrastruktur herangezogen werden.

3.3.1.4 Auflage die von der FFG im Zug des Vertrags zusätzlich gefordert wurde

Expertenumfrage bei Bundeskanzleramt (BKA), E-Control, und EVU

Aus Gründen der Konsistenz sowie der Belastbarkeit der Befragung ist es grundsätzlich von Vorteil, eine höhere Anzahl der Stakeholder zu befragen. Da dies im Bereich des BKA bzw. der E-Control nicht möglich ist, wurde der Umfang nur bei den EVUs ausgeweitet. Dies bringt zwar einen wesentlichen Mehraufwand mit sich, ist jedoch über die voraussichtliche Aussagekraft der Ergebnisse sicherlich begründbar.

Auf Basis der Literaturrecherche und der ersten Erstellung eines möglichen Notstromversorgungs-Konzepts wurden Ansprechpartner gesucht (BKA, E-Control, und EVUs über Österreichs Energien der Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft) bzw. spezifisch auf diese verschiedenen Gruppen zugeschnittene Fragebögen mit zugehörigen Begleitschreiben erstellt. (siehe Anhang 7.1)

Im Fall des BKA bzw. der E-Control wurde eine persönliche Befragung bevorzugt, um einen möglichst hohen bzw. flexiblen Informationsoutput zu erhalten. Im Fall der EVUs wurde ein elektronischer Fragebogen erstellt, der über Österreichs Energien ausgesendet wurde. Leider war hier die Anzahl der Rücksendungen bzw. die Genauigkeit der Antworten unzufriedenstellend. Deshalb wurde eine persönliche Befragung bei zwei ausgewählten EVUs durchgeführt, wobei ein Klein-EVU und ein Groß-EVU ausgewählt wurden.

3.3.2 AP 3 - Simulation von „Smart Emergency Grids“ in der Mittel- bzw. Niederspannungsebene

Als Analysetool wurde Neplan® ausgewählt, da das Programm am Institut für Elektrische Anlagen sehr stark in Verwendung steht und große Erfahrung und Kompetenzen vorhanden sind.

Es wurde jeweils ein typisches österreichischen Verteilnetzen (Wakolbinger 2009) auf Mittelspannungsebenen sowie auf Niederspannungsebene (eines Netzgebietes einer typischen österreichischen Stadt) modelliert.

Ebenso wie in AP 2 wurde dazu übergegangen, eine kombinierte Simulation von Mittel- und Niederspannungsebene zu erzeugen und für die weiteren AP's zu verwenden.

(siehe Kapitel 0)

Auf die Lösung zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes wurde in AP 5 eingegangen, da das erarbeitete Unterspannungs-Notversorgungs-Konzept wesentlich auf die Funktionalitäten der Smart Meter angewiesen ist. Darum wurde nur auf die spezifischen Probleme der Simulationsdurchführung eingegangen und Lösungen nicht genauer angeführt.

3.3.3 AP 4 - Risiko- und Wirtschaftlichkeitsanalyse unterschiedlicher „Smart Emergency Grids“

Basis für die Bearbeitung des Arbeitspaketes 5 sind die Arbeitspakete 2,3 und 4.

Das Arbeitspaket 4 beinhaltet als ersten Schritt die Definition unterschiedlicher Einsatzszenarien des Notstromversorgungskonzeptes. Außerdem wird die Frage: „Welche zusätzlichen Maßnahmen sind erforderlich, um einen Beitrag zur Bereitstellung einer öffentlichen, kostengünstigen Notstromversorgung zu liefern?“ beantwortet.

Darauf aufbauend erfolgt eine Auslotung der Leistungsfähigkeit sowie die Bedeutung von „Smart Emergency Grids“ als Standortfaktor für Österreich durch Analyse der Vorteile der verschiedenen Stakeholder, wie Elektrizitätsunternehmen, Wirtschaft & Industrie allgemein, öffentliche Hand und Privatpersonen. Des Weiteren wird eine Abschätzung der Potentiale für die Öffentlichkeit, die Industrie und Wirtschaft in Österreich angegeben.

- Definition von Einsatzszenarien
- Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen, um einen Beitrag zur Bereitstellung einer öffentlichen, kostengünstigen Notstromversorgung zu liefern
- Bedeutung von „Smart Emergency Grids“ als Standortfaktor für Österreich
- Analyse der Bedeutung für die verschiedenen Stakeholder
- Potentialanalyse anhand spezieller Unwetterereignisse

3.3.4 AP 5 - Labor-Überprüfung der Funktionalität von Smart Metern und deren Anwendbarkeit in einem „Smart Emergency Grid“

In diesem Schritt werden die notwendigen Funktionalitäten von Smart Metern für „Smart Emergency Grids“, die aus den Arbeitspaketen 2 und 3 resultieren, spezifiziert und mit den Funktionalitäten der zurzeit am Markt erhältlichen Smart Meter verglichen. Das bedingt die Analyse der Einsetzbarkeit gängiger Smart Meter im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz.

- Spezifizierung der relevanten Funktionalitäten von Smart Metern für ein „Smart Emergency Grid“
- Analyse der Verwendbarkeit der zur Zeit installierten Smart Meter in einem „Smart Emergency Grid“
- Testaufbau und Testlauf eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 AP 2 - Feststellung des Status-Quo in Österreich bzw. internationaler Vergleich „Kritischer Infrastruktur“

4.1.1 Definition und Analyse von Kritischer Infrastruktur (IKT, Notruf,...) in Bezug auf die Versorgung mit elektrischer Energie

- Begriffsbestimmung:

Laut RICHTLINIE 2008/114/EG DES EUROPÄISCHEN RATES (Eu Rat 2008)

„kritische Infrastruktur“ die in einem Mitgliedstaat gelegene Anlage, ein System oder ein Teil davon, die von wesentlicher Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen, der Gesundheit, der Sicherheit und des wirtschaftlichen oder sozialen Wohlergehens der Bevölkerung sind und deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen auf einen Mitgliedstaat hätte, da diese Funktionen nicht aufrechterhalten werden könnten;

„europäische kritische Infrastruktur“ oder „EKI“ eine in einem Mitgliedstaat gelegene kritische Infrastruktur, deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen in mindestens zwei Mitgliedstaaten hätte. Die Tragweite dieser Auswirkungen wird anhand sektorübergreifender Kriterien bewertet. Dies schließt die Auswirkungen sektorübergreifender Abhängigkeiten auf andere Arten von Infrastrukturen ein;

„Schutz“ alle Tätigkeiten zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit, der Kontinuität und der Unversehrtheit kritischer Infrastrukturen und zur Abwendung, Minderung oder Neutralisierung einer Bedrohung, eines Risikos oder einer Schwachstelle;

Sicherheitspläne („SP“) oder gleichwertige Maßnahmen, in denen auf wichtige Anlagen hingewiesen und eine Gefahrenabschätzung vorgenommen wird sowie Gegenmaßnahmen und Verfahren ermittelt, ausgewählt und in eine Rangfolge gebracht werden.

Laut „MASTERPLAN Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (BMI 2008)

„Kritische Infrastrukturen“ sind jene Infrastrukturen oder Teile davon, die eine wesentliche Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen haben und deren Störung oder Zerstörung schwerwiegende Auswirkungen auf die Gesundheit, Sicherheit oder das wirtschaftliche und soziale Wohl der Bevölkerung oder die effektive Funktionsweise von Regierungen haben würde.

Deutschland: laut „Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastruktur (KRITIS-Strategie)“

„Kritische Infrastrukturen“: Organisationen und Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden.

Auch wenn am Beispiel der „Kritischen Infrastrukturen“ ersichtlich ist, dass der Wortlaut der Definitionen verschieden ist, wird in allen Fällen vom Gleichen ausgegangen, und es wird deutlich, dass zu dieser Thematik die europäische Konsultierung gut funktioniert.

- Kritische Infrastruktur in unterschiedlichen Einsatzbereichen

Hier wird durch die Auflistung der 11 Sektoren Kritischer Infrastrukturen im europäischen Programm (BMI 2008) die beste Übersicht geliefert.

- **Energie**
- **Lebensmittel**
- **Chemische Industrie**
- **Nuklearindustrie**
- **Gesundheit**
- **Raumfahrt**
- **IKT**
- **Finanzen**
- **Forschungseinrichtungen**
- **Wasser**
- **Transport**

Die RICHTLINIE 2008/114/EG DES EUROPÄISCHEN RATES (Eu Rat 2008) besagt, dass die Europäische Kommission gemeinsam mit den Mitgliedstaaten Leitlinien für die Anwendung der sektorübergreifenden und sektorspezifischen Kriterien und von ungefähren Grenzwerten zur Ermittlung der EKI entwickelt. Die Kriterien werden als Verschlussachen eingestuft. (siehe Tabelle 1) Die Kommission kann die Mitgliedstaaten auf deren Antrag bei der Ermittlung der potenziellen EKI unterstützen.

Aus der Liste der EKI-Sektoren selbst ergibt sich keine allgemeine Verpflichtung, in jedem Sektor eine EKI auszuweisen. Die Staaten müssen nur die auf sie zutreffenden Kritischen Infrastrukturen definieren und charakterisieren. Ebenso müssen die EKI nicht immer mit den „Nationalen Kritischen Infrastrukturen“ übereinstimmen.

Tabelle 1: Auszug der Liste der Sektoren mit EKI (Eu Rat 2008)

Sektor	Teilsektor	
I Energie	1. Strom	Infrastrukturen und Anlagen zur Stromerzeugung und Übertragung in Bezug auf die Stromversorgung
	2. Öl	Gewinnung, Raffinierung, Behandlung und Lagerung von Öl sowie Öltransport in Rohrfernleitungen
	3. Gas	Gewinnung, Raffinierung, Behandlung und Lagerung von Gas sowie Gastransport in Rohrfernleitungen LNG-Terminals
II Verkehr	4. Straßenverkehr 5. Schienenverkehr 6. Luftverkehr 7. Binnenschifffahrt 8. Hochsee- und Küstenschifffahrt und Häfen	

In Österreich basiert die Liste auf dem Masterplan „Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (APCIP) (BMI 2008). Die hieraus erstellte Arbeitsliste von Unternehmen und Organisationen, die eine wesentliche Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen haben und somit als Österreichische Kritische Infrastruktur (ACI) gesehen werden, steht aus Sicherheitsgründen unter Geheimhaltung. Diese erstellt das Bundeskanzleramt (BKA).

In Deutschland ist die Aufteilung der Deutschen Kritischen Infrastruktur etwas anders differenziert. Dies ist in Abbildung 1 sehr übersichtlich dargestellt.

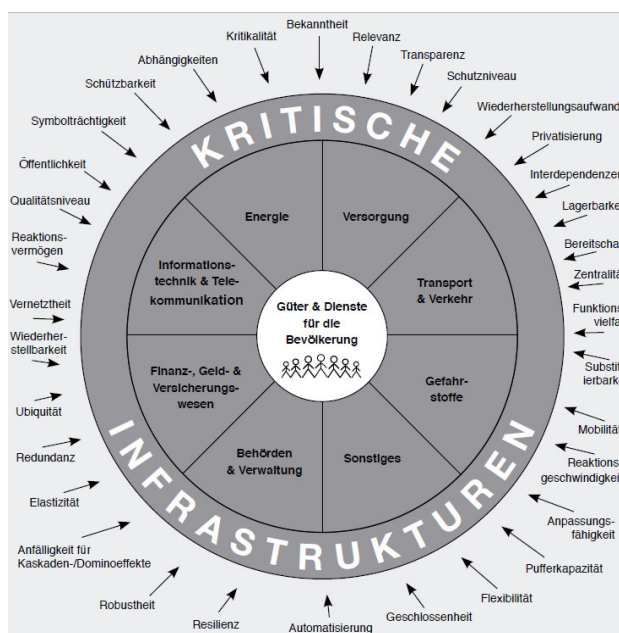


Abbildung 1: Eigenschaften Kritischer Infrastrukturen (Lenz 2009)

In Abbildung 2 ist eine Auswahl von wichtigen Sektoren und ihren jeweiligen Herausforderungen dargestellt.

Zwischen den einzelnen Sektoren bestehen oft sehr große Interdependenzen. (siehe Abbildung 3)

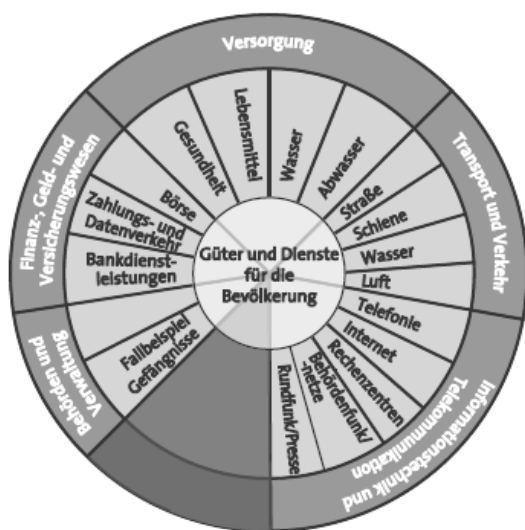


Abbildung 2: Auswahl von wichtigen Sektoren und Ihre Herausforderungen (Petermann 2011a)

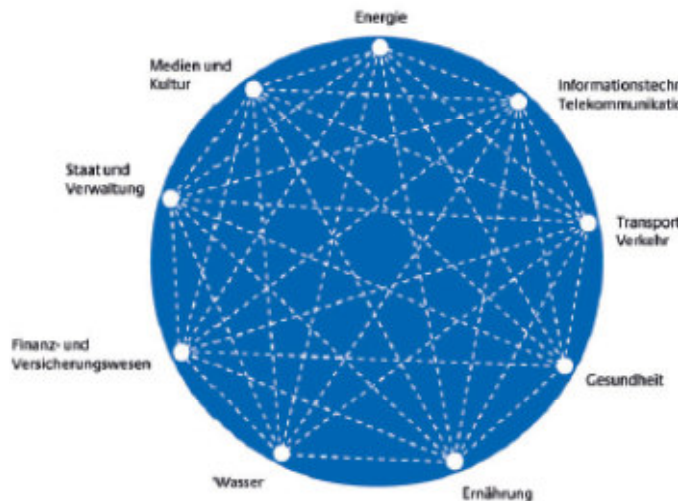


Abbildung 3: Eigenschaften Kritischer Infrastrukturen (BMI D 2011)

- IKT, Notruf, IKT (Rechenzentren vs. sonstiger IKT-Einrichtungen), Notrufe und Alarmanlagen, Zugriffe zu Cloudcomputing (SW as a Service,...)

IKT-Stromversorgung: Die Kommunikationstechnik ist in hohem Maße von der öffentlichen Stromversorgung abhängig und die Folgen von großräumigen, langfristigen Stromausfällen wären dramatisch. (Reichl und Schmidthaler 2012)(Petermann 2011a)(Petermann 2011b) Im Festnetz verlor das Zentralbatterie-Konzept zur Stromversorgung der Endgeräte de facto an Bedeutung. Endgeräte mit

bestimmten Zusatzfunktionen benötigen einen Stromanschluss vor Ort. Beispielsweise ist die Anrufbeantworterfunktion zumeist mit den Basisfunktionen des Endgerätes schaltungstechnisch verknüpft, sodass bei Stromausfall keine Telefonate geführt werden können. Im Mobilnetz bleiben Endgeräte bei aufgeladenem Akku und mäßigem Gebrauch einige Tage funktionstüchtig. Basisstationen werden zumeist durch Batterien gepuffert. Bei Ausfall des Stromnetzes gehen daher die Basisstationen nach bereits 30 Minuten, abhängig vom Gesprächsaufkommen, außer Betrieb, sodass die Einwahl in Mobilnetze unterbrochen ist. Auch der Betrieb von Vermittlungs- und Übertragungsequipment in den Netzen ist weitgehend vom Stromnetz abhängig geworden. Lediglich zentrales Kommunikationsequipment, z.B. Home Location Register, ist mit Unterbrechungsfreien Stromversorgungen ausgestattet, wobei der Dieselvorrat vor Ort auf wenige Tage beschränkt ist. Wegen der ausgefallenen Endgeräte bleiben jedoch die zentralen Notstromversorgungen weitgehend wirkungslos und für Bevölkerung, Behörden und Einsatzkräfte entfällt innerhalb kurzer Zeit die Möglichkeit zur Kommunikation über Telefon und Internet.

Die Wiederinbetriebnahme von Fest- und Mobilnetz und des Internets ist bei großräumigen länger dauernden Stromausfällen aufwändig, besonders wegen der eingeschränkten Kommunikationsmöglichkeit des dafür eingesetzten Wartungspersonals sowie der Endgeräte- und Netzbelastung durch erfolglose Verbindungsaufbauversuche in den Wiederanlaufphasen. Neben diesen qualitativen werden in den Endbericht quantitative Aussagen auf Basis von (IZM und ISI 2009)(Arnold et al. 2010)(Blume Oliver, et al 2010)(Auer, Gunther, et al 2011) eingearbeitet um die Wirksamkeit der hier vorgestellten „Smart Emergency Grid“ Methode zu untermauern.

Bei großflächigem Stromausfall kommen öffentlich-rechtlichen Sendeanstalten als Massenmedien für die Kommunikation zur Bevölkerung dann in Betracht, wenn diese über Notstromversorgungen bei den Sendeanlagen verfügen und somit in der Lage sind zu senden. Zwar können Fernsehgeräten bei Stromausfall keine Sendungen empfangen, aber akku- und batteriebetriebene Radiogeräte ermöglichen sehr lange den Empfang von Radioprogrammen. Die Abhängigkeit von Stromversorgung und IKT in Krisensituationen wird bei vielen weiteren Anwendungen, insbesondere bei Notruf und Alarmierung deutlich. Notrufzentralen verfügen oftmals über Notstromversorgungen und setzen für die Einsatzkräftesteuerung u.a. Pagerdienste ein, welche im VHF- bzw. UHF-Band senden. Zentralen von Alarmanlagen beziehen den Strom aus zwei voneinander unabhängigen Energiequellen, um bei Netzausfall die Überwachungsfunktion zumindest für einige Zeit sicherstellen zu können. Fällt jedoch die IKT-Verbindung einer Alarmanlage ins Mobilnetz aus weil die zugehörige Basisstation außer Betrieb ging, dann ist keine externe Benachrichtigung über Alarme und kein unmittelbares Einschreiten von Sicherheitskräften möglich.

IT-Komponenten: Die Funktionsfähigkeit des bei Endverbrauchern, Behörden, Industrie und Gewerbe breit eingesetzten Informationstechnik-Equipments ist ebenfalls von der Verfügbarkeit der Stromnetze abhängig. Notebooks, Smartphones und Tablet Computer verfügen bereits über enorme lokale Rechenleistung, hohe Datenspeichervolumina und „always on“-Internetzugriff, die kabellosen Batterielaufzeiten sind dzt. jedoch mit etwa 7 Stunden begrenzt. Deutlich kürzere Ladeperioden haben z.B. das WLAN-Equipment. Im Gegensatz dazu verfügen Rechenzentren für ihr IT-Equipment und zur Klimatisierung lokale Notstromversorgungen. (BKA 2007) Sofern Rechenzentren erhebliche Leerkapazitäten und gute Anbindungen an Kommunikationsnetze haben, können sie zu Cloud-

Computing Plattformen werden. Cloud-Kunden können je nach Bedarf Rechenleistung, Datenspeicher, fertige Software- und Programmierungsumgebungen als Dienstleistung aus der Cloud beziehen. Andererseits können Hacker über die Cloud in Rechenzentren eindringen und in der Folge auch erhebliche Schäden verursachen. Das ist zu bedenken, wenn kommerzielle Daten von Smart Grids mit Cloud Computing gespeichert und verarbeitet werden.

Computerkassen:

Laut einer Untersuchung des (Platz 2006) besitzen ca. die Hälfte aller Filialen im Lebensmittelhandel über eine Notstromversorgung, die die Notbeleuchtung und zumeist auch Kassen und EDV-Systeme für einige Stunden im Notbetrieb aufrechterhalten kann. Dies ist jedoch meist nur im Bereich von unter einem Tag möglich. (Petermann 2011b)

Bankomaten:

Bankomaten sind, wenn sie an die USV-Anlage der Bank angeschlossen sind, meist bis zu 8 Stunden funktionsfähig und danach sind auf Grund des Problems des Verbindungsaufbaus mit den Hauptservern keine Ausgaben mehr möglich. Ab diesem Zeitpunkt sollte die Geldausgabe über den Schalterverkehr in den Banken selbst erfolgen. Dies ist jedoch von Bargeldnachschieb und dem Vorhandensein von Personal bei einem mehrere Tage andauernden Stromausfall abhängig. (Petermann 2011a)

Wasserversorgung: Hier kann für einige Stunden auf Schwerkraftbetrieb gesetzt werden. Für längeren Betrieb ist jedoch für die Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie für die meist energieintensive Wasseraufbereitung elektrische Energie für den reibungslosen und sicheren Betrieb notwendig.

Zu dieser Thematik findet in Zusammenarbeit mit dem Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Landschaftswasserbau an der Technischen Universität Graz eine Masterarbeit statt, wo eine genauere Bearbeitung aus energie- sowie wassertechnischer Sicht erfolgt.

Nicht augenscheinliche Kritische Infrastruktur: In Katastrophenfällen ist die Anzahl der Geräte, die die Hauptlast bei den BOS (Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben; wie Feuerwehr, Rettungsorganisationen, Katastrophenschutz, etc.) bilden, im Bereich IT und Kommunikation zu finden. (Wakolbinger 2009) (Petermann 2011b)

Aus der Verbrauchsanalyse der Landesleitstelle, sowie der Funkrepeaterstation (Plabutsch) des Roten Kreuzes Steiermark, geht auch eine Dominanz an Schaltnetzteilen für den IT und Kommunikationsbereich hervor. (siehe Kapitel 4.3.4)

Smart Grids / Smart Meter: Von Smart Grids werden u.a. die bidirektionalen Lastflüsse, wie sie durch teilweise Verlagerung der Stromerzeugung an die verbraucherseitigen unteren Netzebenen entstehen, koordiniert. Schrittweise übernehmen dafür IKT-Komponenten die Steuer- und Regelaufgaben, sodass in den nächsten zwei Jahrzehnte geschlossene, proprietäre und prozessspezifische Techniken durch offene, vernetzte TCP/IP-Technologie abgelöst werden. (BKA 2007)(SEI 2011) Die Prozessleittechnik der obersten Systemebene ist davon nicht betroffen, denn hohe Verfügbarkeitsanforderungen bedingen weiterhin exklusive IKT-Zugriffsrechte der Netzbetreiber. Die nachgeordneten Verteilnetzebenen und die IKT-Infrastruktur in Smart Grids haben die Zugriffe auf Daten, Dienste und Geräte diskriminierungsfrei,

sicher und zuverlässig durchzuführen, wobei der Informationsaustausch der Regelung und Absicherung des Energienetz-Betriebes sowie kommerziellen (z.B. Tarife und Strommessung) und zukünftigen neuen (z.B. Smart Applications) Aufgaben dient. Anteilig liefern dazu die Steuerinformationen die bei Endverbrauchern installierten Smart Meter. Zur Informationsübertragung können z.B. GSM/GPRS, UMTS, LTE, Digital Subscriber Line DSL, optische Netze oder Power Line Communication PLC zum Einsatz kommen. (Zaballos et al. 2011)(Adebisi, Bamidele, et al 2011)(Wenqing et al. 2011)

Zusätzlich zur Funktionssicherheit werden durch die schrittweise Einbindung offener IKT-Systeme in Smart Grids alle Aufgaben und Problem zur Informationssicherheit (z.B. Verschlüsselung, Identity Management; Schadsoftware und Hacker als Teil der Cyber-Security (U.S. Department of Energy 2009)(CSA 2011)(Yilin et al. 2012)) in den Energiebereich hereingezogen. Bei Smart Grids kann das für Neuentwicklungen anzuwendende Prinzip „Security-by-Design“ nur schwer durchgängig zur Anwendung kommen. Unterschiedlich lange Einsatzzyklen von Hard- und Software im IKT-Bereich und von energietechnischem Equipment (z.B. neuere intelligente Ortsnetzstationen (Schenk 2012), Stromspeicher (Roberts und Sandberg 2011), netzseitige Zusatzkomponenten für die Elektromobilität (Boulanger et al. 2011)(Spiegelberg 2012)) werden wegen der engen Kopplung von Energie- und IKT-Funktionalitäten mehrfach abgeänderte oder zusätzliche Sicherheitslösungen erforderlich machen. Aus der absehbaren und über lange Zeit bestehenden heterogenen Gesamtnetzesituation von bereits umgerüsteten Inseln (intelligente Stromnetze mit offener IKT-Infrastruktur) verbunden mit der Legacy des Energienetzes lassen sich zusätzliche erhebliche Risiken für die Beherrschbarkeit von Störfällen postulieren. Daher sollten Notabschaltungen und Wiederinbetriebnahme der Stromversorgung bei der Konzeption des Smart Grids Roll-out besondere Beachtung finden.

4.1.2 Internationaler Vergleich von Kritischen Infrastrukturen und Notversorgungskonzepten

Gesondert werden hier nur 3 spezielle nationale und internationale Programme kurz angeführt, die bereits in Kapitel 4.1.1 näher behandelt wurden.

- EU: Europäisches Programm zum Schutz kritischer Infrastrukturen (EPSKI) (EPCIP) (Eu Kom 2007)(Eu Rat 2008)
- Deutschland: „Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastruktur (KRITIS-Strategie)“, (BMI D 2011, 2009)
- Österreich: Masterplan „Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (APCIP), (BMI 2008)

Weiter Auswahl von Literatur die im Bericht schon näher erläutert wurde: (BBK 2008, 2009) (Reichl und Schmidthaler 2012) (Petermann 2011a, 2011b) (Eu Rat 2008)(Hiete 2010)(BBK 2008) (BMI D 2005)(BMI D 2011)(Kwasinski 2010)(Kwasinski et al. 2009)(Kwasinski 2008)(Kwasinski und Krein 2007)(Kwasinski et al. 2006)....

Um für Notsituationen durch großräumigen Stromausfall gerüstet zu sein, werden vielerorts stationäre oder mobile Notstromaggregate eingesetzt (Kranken- und Pflegeheime, Landwirte, Feuerwehren, IT-Nutzer). Das Durchhaltevermögen bei länger andauernden Stromausfällen wird jedoch wegen des großen Dieselbedarfs der Notstromaggregate kaum verbessert. Für die Allgemeinheit erstellte Notkonzepte haben sich dann als unwirksam erwiesen, wenn zu deren Einleitung Aktionen manuell zu setzen waren, welche das zu Beginn der Katastrophe bereitstehende ungeschulte Personal nicht setzen konnte.(Milster 2007)(Stern 2010) Mit dezentral vernetzten regenerativen Stromquellen könnten

regionale Inselnetze entstehen, die für sich weiterhin Strom bereitstellen. (siehe „Unterspannungs-Notstromversorgungs-Konzept“ Kapitel 0)

Für den internationalen Vergleich wurde eine Vorauswahl relevanter Länder getroffen. So haben Deutschland, USA und China für Smart Grids/Smart Meter aber auch für IKT eine Leitfunktion. Frankreich engagiert sich sehr für Nuklearenergie, Dänemark ist Vorreiter bei Windenergie und Indien hat ebenso ein großes Wachstumspotenzial. Bedauerlicherweise werden jedoch die Sicherheitsvorkehrungen zum Schutz Kritischer Infrastrukturen vielfach als vertrauliche Informationen angesehen, da deren Offenlegung zur Planung und Durchführung von Handlungen missbraucht werden können, welche eine Störung oder Zerstörung kritischer Infrastrukturanlagen zur Folge hätte. (Eu Rat 2008) Internet-Recherchen zu den im Folgenden angeführten vier Ländern waren zumindest für Deutschland und USA teilweise erfolgreich. In Deutschland finden sich zu Notstromversorgungskonzepten eher formale Abhandlungen zur Krisenvorsorge, wogegen USA zusätzliche eine praktische Konsequenz aus einem historischen, langandauernden und großflächigen Stromausfall mit dramatischen Folgewirkungen zieht. Die Erhebungen zu Australien und Schweiz lassen ein gewisses Problembewusstsein, wenngleich deutlich unterschiedlich orientiert, erkennen. In Australien wird versucht, die Menschen in ihrer prekären Lage abzulenken und die Schweiz überdenkt Vorkehrungen bei langandauernden Stromausfällen für die Abwasserwirtschaft. Zu weiteren Ländern liegen vorerst keine Informationen vor. Umfangreicheres Schrifttum findet sich jedoch zu Ausnahmesituationen nach Störungen in Atomkraftwerken, was jedoch nicht Gegenstand des vorliegenden Projektes ist.

Deutschland: Bisher wurden für Deutschland allgemeine Richtlinien zum Schutz kritischer Infrastrukturen (BMI D 2009) und Fallbeispiele (Hiete 2010) veröffentlicht. Für Behörden und andere wichtige öffentliche Einrichtungen wurde vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe aus gegebenem Anlass ein Leitfaden für die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung erstellt. (BBK 2008) Es erscheint bemerkenswert, dass in Dokumenten zur Informationssicherheit kein Bezug auf gesicherte Stromversorgung genommen wird. (BMI D 2005)(BSI 2011)

USA: Zur Modernisierung des amerikanischen Elektrizitätsnetzes wurde das US Smart Grid Programm mit dem American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (ARRA) (US GPO 2008) ins Leben gerufen. Mittlerweile arbeiten u.a. IT Systemdesigner und Cyber Security-Spezialisten am Illinois Institute of Technology an der Umsetzung. (Gordon und Shahidehpour 2011)

Vinton G. Cerf, Google fasste nach einem persönlich von ihm in USA miterlebten längeren Stromausfall seine Eindrücke zusammen. Er leitete daraus die Notwendigkeit konzertierten Vorgehens ab. Insbesondere begrüßt er, dass das US Department of Energy and Commerce frühzeitig das Thema Sicherheit zum funktionalen Systemdesign in das Smart Grids Programm mit aufgenommen hat. (Cerf 2011) Hurrikan Katrina hatte u.a. im Großraum New Orleans den totalen Zusammenbruch der Stromversorgung - trotz vorhandener Notstromaggregate - zur Folge, da die bei den Aggregaten bevorrateten Dieselmengen während der lang andauernde Krise bei weitem nicht ausreichten. In der Folge entschloss man sich, die Notstromaggregate über Gasleitungen zu versorgen und damit einen lange andauernden Notbetrieb zu gewährleisten. (Kwasinski 2010)(Kwasinski 2008)(Kwasinski und Krein 2007)(Kwasinski et al. 2006)

Australien: Durch Naturkatastrophen bedingte Strom- und Telefonausfälle führten in den Städten Australiens zu hoher persönlicher Verunsicherung, insbesondere bei Dunkelheit. Im Rahmen einer

Studie wurden Mensch-Computer-Interaktionen auf Basis mobiler Technologien analysiert, mit denen die Menschen gezielt von ihrer prekären Situation abgelenkt werden sollen. (Satchell und Foth 2011)

Schweiz: Im Verband Schweizer Abwasser- und Gewässerschutzfachleute wurde EMSRL-Technik in der Abwasserentsorgung bei länger dauerndem Stromausfall als umfassendes technisch/operatives Konzept vorgestellt. (Thomann und Rieder 2011)

Aus den angeführten Beispielen wird deutlich, dass die Bewusstseinsbildung zur Stromversorgung in Ausnahmesituationen und die Ausarbeitung entsprechender Notstromversorgungskonzepte international erst am Anfang stehen dürfte. Dies ist wohl darin begründet, dass im Allgemeinen die Stromversorgung als abgesichert gilt bzw. so empfunden wird. Durch zukünftig stark steigenden Strombedarf könnte sich dies trotz bzw. wegen des Einsatzes regenerativer Energiequellen ändern. Im Rahmen des Projektes wird dieser Punkt zu Erfahrungen von anderen Ländern mit Ausnahmesituationen und zu Notstromversorgungskonzepten im internationalen Kontext noch weiter vertieft.

4.1.3 Möglichkeiten der Implementierung von „Smart Emergency Grids“ in bestehende elektrische Netzstrukturen

Hier wurde auf Basis der Gegebenheiten in typischen österreichischen Verteilnetzen (Wakolbinger 2009), ein Konzept entwickelt, damit bei geringer Informationslage der einzelnen Elemente (Smart Meter, Smart Switches, Regler der Dezentralen Erzeugungseinheiten), möglichst einfache und immer gültige Verhaltensschemen in Kraft treten und so ein Inselnetz aufgebaut wird.

Als zusätzliches Feature wird die Möglichkeit angesehen, Microgrids im Mittel- und Niederspannungsnetz kombiniert zu erzeugen und zu betreiben.

Hier wurde, um eine möglichst hohe Unabhängigkeit von der IKT zu erhalten (nach dem Prinzip „Keep it simple“), versucht auf physikalische Netzgrößen wie Strom, Spannung, Frequenz und Phasenwinkel zurückzugreifen.

Auf dieser Grundlage wurde das Unterspannungs-Notstromversorgungs-Konzept entwickelt.

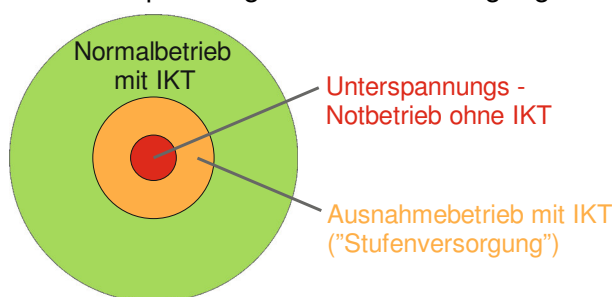


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Abdeckung der Stromversorgung bei verschiedenen Betriebsarten

Bei steigender Gesamtleistung von kleinen dezentralen Erzeugungseinheiten, ergibt sich die Möglichkeit, gesellschaftlich wichtige, neuralgische Punkte im Notbetrieb (lokal gesteuert, mit einfachen Handlungsanweisungen) (siehe Abbildung 4 rot) bzw. im Ausnahmebetrieb (zentral über IKT gesteuert) (siehe Abbildung 4 gelb) auch darüber hinaus, zu versorgen und so eine wesentliche und zielgerichtete Unterstützung der Gesellschaft bzw. von Behörden und Einsatzorganisationen zu leisten.

Das Konzept basiert auf fundamentalen Handlungsanweisungen, die jeder der Intelligenten Schalter bzw. Smart Meter ausführt, wenn er an Unterspannung liegt bzw. keine anderen Befehle z.B. über die IKT bekommt. Die Handlungsanweisungen werden nur auf Grund der Spannung (physikalische Größe im Netz) durchgeführt. Dies ergibt eine Robustheit und Sicherheit für Notsituationen, da nur auf das Netz reagiert wird und keine zusätzlichen Informationswege benötigt werden.

Bricht die Netzspannung bei einem Systemkollaps zusammen, wird die Restenergie der Ausschaltung im Netz noch genützt, um alle Smart Meter (Lasten) vom Netz zu schalten.

Bleibt die Spannung der übergeordneten Netzebene eine gewisse Zeit $t_{\text{Verzögerung}}$ aus, wird von den dezentralen Erzeugungseinheiten (PV, Wind, Notstromaggregate, ...) der Notbetrieb in Gang gesetzt, und es wird langsam die Spannung, einer Rampe folgend, hochgefahren. Überschreitet die Spannung eine bestimmte Stufe, schalten vorher definierte Smart Meter zu. Falls noch genügend Energie vorhanden ist, wird die Spannung weiter, der Rampe folgend gesteigert und weitere Smart Meter - nach vordefinierten Priorität - zugeschaltet.

Kommt die Netzspannung wieder in einen normalen Bereich, registriert dies der an der Verbindung zum übergeordneten Netz stehende Leistungsschalter und gibt dem nächsten Erzeuger den Befehl zur Synchronisation; t_{sync} ist die Zeit zwischen Spannungswiederkehr und Synchronisation, siehe Abbildung 5.

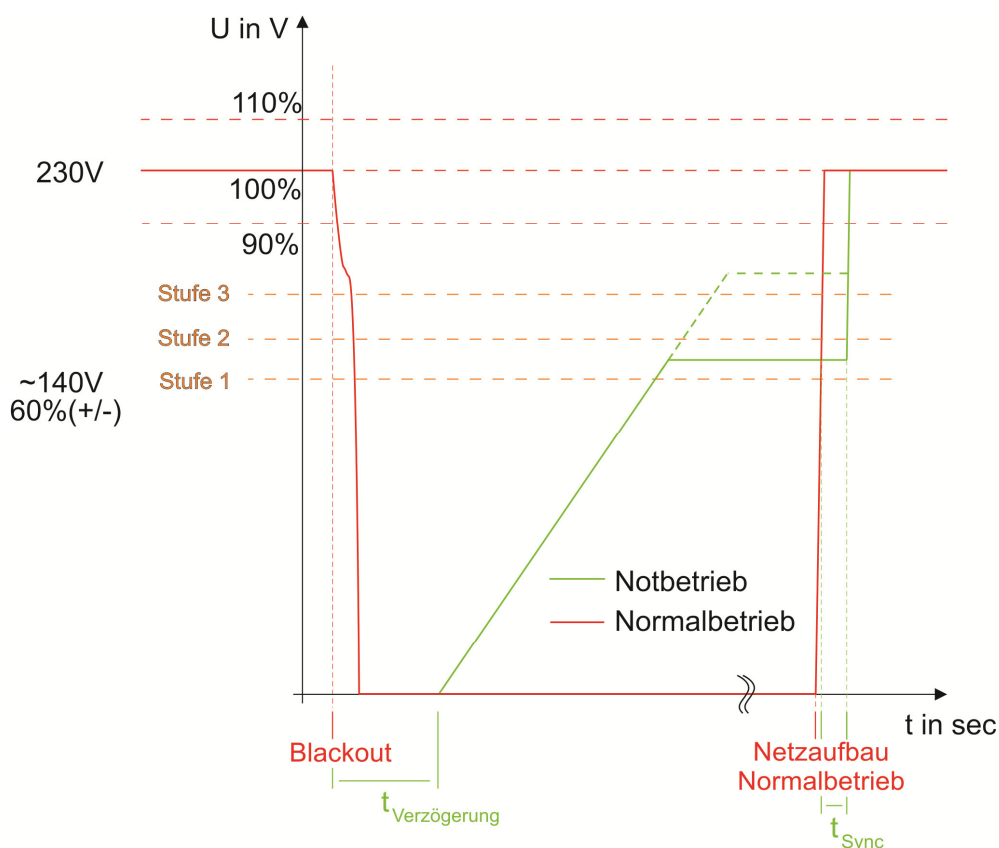


Abbildung 5: Zeit-Spannungsverlauf von Normal- bzw. den diversen Notbetriebsstufen

In Abbildung 6 ist ein schematisches Mittel- und Niederspannungsverteilnetz dargestellt, bei dem durch äußere Einwirkungen das Hochspannungsnetz sowie vereinzelte Leitungen ausgefallen sind. In den meisten Fällen würden jedoch noch funktionierende Netzteile bestehen bleiben. Diese werden nicht genutzt, da in der bisherigen Betriebsweise alle dezentralen Erzeugungseinheiten vom Netz gehen müssen.

Auf Grund von vorhandenen dezentralen Erzeugern, wie Photovoltaik, Kleinwasserkraft, BHKW oder auch Notstromaggregate, im Zusammenspiel mit intelligenten Lastschaltern bzw. Smart Metern, besteht in manchen Netzteilen die Möglichkeit einer Versorgung der wichtigsten Verbraucher, auch wenn eine Vollversorgung aus energetischer und aus leitungstechnischer Sicht nicht mehr möglich ist.

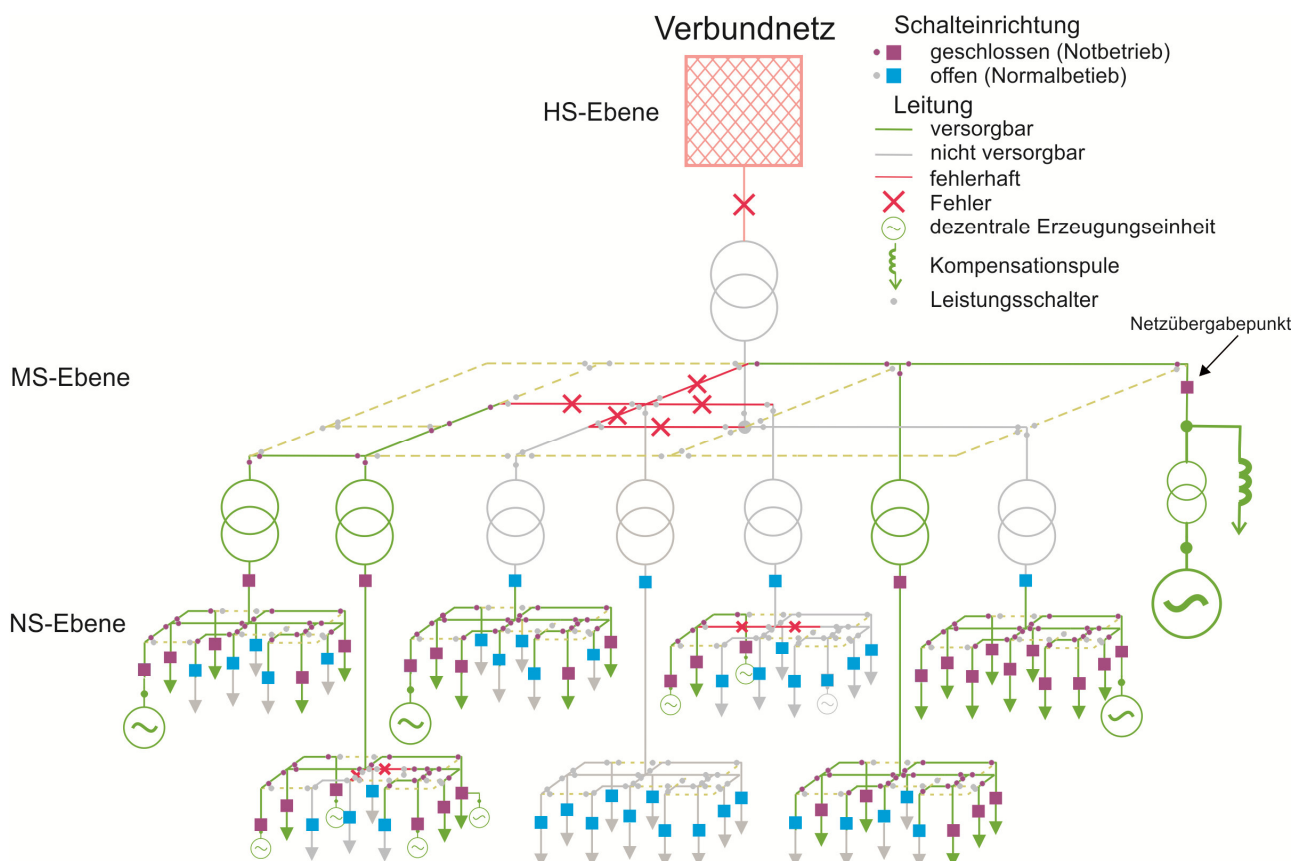


Abbildung 6: Schematisches Mittel- und Niederspannungsverteilnetz mit ausgefallenen Leitungen und aufgefallener Versorgung aus dem Hochspannungsnetz

Leistungsabhängige Spannungsanpassung

Die Dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) beginnen mit der Microgrid-Synchronisation und starten die Boot-Sequenz (Abbildung 5: Beginn der grünen Linie nach $t_{\text{Verzögerung}}$) durch langsames Erhöhen der Spannung einer Rampe folgend. Dies erfolgt in einem Bereich von einigen Volt pro Sekunde ($\sim 2\text{--}3,5\text{ V/s}$). Moderne Wechselrichter sind in der Lage, leistungsabhängig die Spannung anzupassen. Wenn die Spannung einen bestimmten Wert überschreitet, schalten definierte Smart Meter ihre Last durch. Wenn genügend Leistung vorhanden ist, wird die Spannung der Rampe folgend weiter erhöht und zusätzliche Smart Meter schalten nach Priorität zu. Nimmt die vorhandene Erzeugungsleistung im Netz ab, wird auch die Spannung wieder reduziert bis einige Smart Meter abschalten und somit ein Gleichgewicht mit der benötigten Leistung hergestellt ist.

Spannungsabhängige Lastanpassung

Die spannungsabhängige Lastanpassung ist ähnlich der herkömmlichen frequenzselektiven Last- bzw. Erzeugungsanpassung.

Je nach Priorität und der Spannung (vorhandener Erzeugungsleistung) im Microgrid schalten die Smart Meter, ihrer fix eingestellten Programmierung folgend, Last zu oder ab.

Die Schaltzustände sind nur von physikalischen Netzparametern, wie Spannung oder Frequenz, abhängig. Dies ist ein wichtiger Vorteil aufgrund der Unabhängigkeit von der IKT. So wird Cyber-Attacken keine Angriffsfläche geboten. Ebenso ist eine physikalische Manipulation nur schwer möglich, da eine Veränderung der Spannung oder Frequenz beträchtliche Menge an Wirk- oder Blindleistung

erfordern würden. Um eine Oszillation durch das Zu bzw. Abschalten zu vermeiden, ist eine gewisse Schalthysterese (unterschiedliche Ein- bzw. Ausschaltete) erforderlich, die von der Größe der geschalteten Last abhängig ist notwendig.

Synchronisation

Eine Herausforderung ist die automatische Synchronisation, die in drei verschiedenen Schritten gelöst wird: die Synchronisation im Microgrid (Intrasynchronisation), die Synchronisation von unterschiedlichen Microgrids (Intersynchronisation) und die Synchronisation mit dem Verbundnetz. (siehe Abbildung 7)

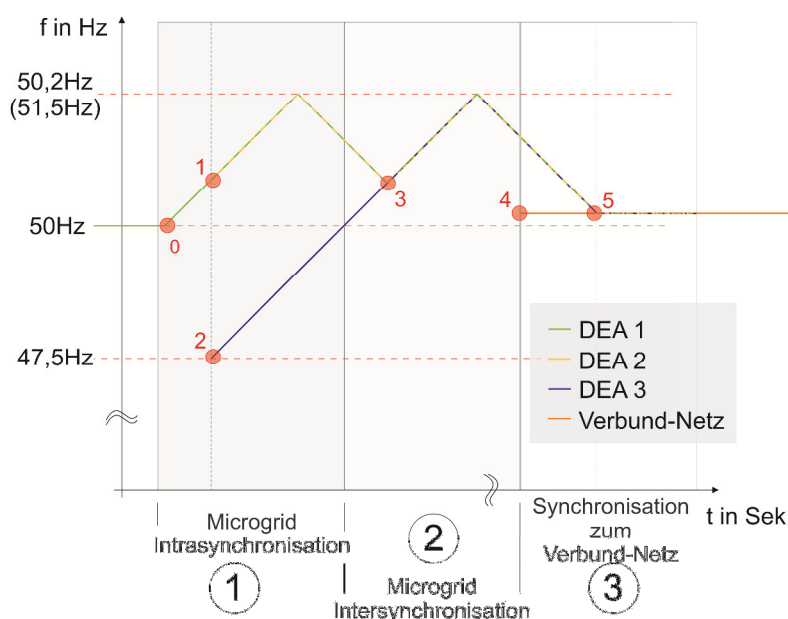


Abbildung 7: Frequenz-Zeitverlauf bei den drei Stufen der Synchronisation

Microgrid Intrasynchronisation

Alle DEA's, die Leistung zur Verfügung stellen können, beobachten ihren Netzteil, an den sie angeschlossen sind. Wenn kein Signal im Netz vorhanden ist, beginnt DEA 1 mit der Startsequenz (Abbildung 7, rote Punkte 0 und 2). Wenn ein Signal anliegt und dieses in einem gültigen Frequenzbereich liegt, synchronisiert sich DEA 2 und stellt ihre Leistung im ersten Microgrid zur Verfügung (Abbildung 7, roter Punkt 1).

Microgrid Intersynchronisation

In verbundenen Netzteilen (Microgrid) wird die Frequenz einem Dreieck folgend verändert. Dies erfolgt in jedem entstandenen Microgrid, so dass sich die Frequenzen von DEA 1-2 und DEA 3 in Abbildung 7 im Punkt 3 treffen. An diesem Punkt schaltet der "Smart Switch"-Leistungsschalter-, der zwischen den beiden Microgrids liegt, durch und verbindet sie. Somit entsteht ein größeres Microgrid mit einer größeren geografischen Ausdehnung und mehr potenziellen Erzeugern und Verbrauchern. Das Microgrid mit der größeren Erzeugungsleistung gibt in weiterer Folge Frequenz und Spannung vor. Somit erhält man mehr Flexibilität und macht das Mittel der erzeugten Leistung weniger volatil.

Synchronisation mit dem Verbundnetz

Die Synchronisation mit dem Verbundnetz funktioniert ähnlich der Microgrid Intersynchronisation nur dass die Frequenz des Verbundnetz mehr oder weniger konstant, sodass am Ende der Synchronisation das Verbundnetz führt. Wenn für eine gewisse Zeit keine Veränderung der Frequenz in Form eines Dreiecks auftritt gehen alle DEA's in den normalen Frequenz-Leistungsregelungsmodus zurück. Sobald die Sequenz beendet ist, Spannung und Frequenz in einem normalen Bereich der Versorgung zurückgekehrt sind, ist die Wiederherstellung abgeschlossen.

4.1.4 Auflagen die von der FFG im Zug des Vertrags zusätzlich gefordert wurden.

Expertenumfrage bei BKA, E-Control, und EVUs (über Österreichs Energien)

Bundeskanzleramt (BKA)

Im Bundeskanzleramt (BKA) ist die Abteilung IV/6 – „Sicherheitspolitische Angelegenheiten“ für die Koordination im Hinblick auf eine umfassende Sicherheitspolitik, vor allem in den Bereichen Außen- und Verteidigungspolitik, Politik der Inneren Sicherheit und Justizpolitik zuständig. Diese ist darum auch mit der koordinierten Umsetzung des österreichischen und europäischen Programms zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (Eu Rat 2008) zuständig und hat dies APCIP (BMI 2008) umgesetzt. (siehe Kapitel 4.1.1) Für Österreich wurden ca. 400 Organisationen und Unternehmen identifiziert, die strategisch wichtige Güter und Dienstleistungen erbringen (somit die aus Sicht des Sprachgebrauchs Kritische Infrastruktur bilden). Diese ist nicht öffentlich zugänglich.

Für das BKA selbst wird nicht von „Assets“ (Einrichtungen, Gebäude, Anlagen im BKA) ausgegangen sondern es werden ansprechbare Organisationseinheiten, die Verantwortung tragen können, angenommen. In diesem Sinne ist das „ganze“ BKA eine Kritische Infrastruktur im Sinne einer Organisation. Innerhalb des BKA's gibt es Überlegungen, wer und was prioritär zu schützen ist, oder prioritär logistisch unterstützt wird, damit die Aufgabenerfüllung gewährleistet ist. Diese sind nicht öffentlich zugänglich.

E-Control

Für den Fall einer Krise in der Energieversorgung hat die E-Control das Energielenkungsbandbuch erstellt. Dieses beruht auch dem rechtlichen und organisatorischen Hintergrund von Energielenkungsgesetz, Elektrizitäts-Lenkungsmaßnahmen-Verordnung (Schubladenverordnung) und Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung. Dies tritt in Aktion, wenn der Strommarkt wirtschaftlich instabil, jedoch das elektrische Netz technisch noch oder wieder stabil ist. (Friedl et al. 2010)

- Die normalen Marktregeln werden außer Kraft gesetzt
- Energielenkung tritt in Kraft

Vor diesem Status beziehungsweise bei einem Blackout ist der Systemoperator (Regelzonenführer [APG]) für den Netzwiederaufbau und das operationelle Vorgehen zuständig

Im Netzsicherheitsbeirat werden von der APG Planungen zum Netzwiederaufbau vorgestellt. Hier sind die APG, EVUs, Bundesministerien, BKA, E-Control, Landesenergiereferenten, Universitäten und weitere Stakeholder eingeladen. Die hieraus gewonnen Erkenntnisse fließen in den von und für die APG (Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und aktualisierten Österreichweiten Netzwiederaufbauplan ein, der auch 3 Mal jährlich beübt werden soll (auch teilweise mit Verteilnetzbetreibern).

Ähnliches gibt es auch im von den Landesenergieversorgern und der Landesregierungen (keine Übung vorgesehen, nur Auflistung der Möglichkeiten –Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken usw.)

Erstmals wurde im November 2009 eine Detailerhebung bei über 600 Unternehmen und Betrieben durchgeführt, bei der wesentliche wirtschaftliche und technische Eckdaten abgefragt wurden. Aufgrund der eingegangenen Informationen konnten Betriebe zusammengefasst werden, sodass für die Befragung 2010 nur noch etwas mehr als 550 Unternehmen bzw. Betriebe angeschrieben wurden. Die von den Großabnehmern gemeldeten Informationen werden für die Erstellung eines Katalogs eventueller Krisenmaßnahmen herangezogen. Hierbei sollen vor allem die Auswirkungen einer möglichen Krise auf das jeweilige Unternehmen bzw. den jeweiligen Betrieb besonders berücksichtigt werden. (E-Control 2011)

EVUs

Die befragten EVUs übernehmen die Versorgungsaufgabe für jeweils ca. 30.000 bis 600.000 Kunden. Der Verkabelungsgrad im Mittelspannungsnetz liegt bei 45% bis 90% und im Niederspannungsnetz 70% bis 95%.

Als Kritische Infrastruktur und besonders schützenswert gelten betriebsintern neuralgische Punkte wie Umspannwerke, Leitwarte und Kommunikations- und Fernleiteinrichtungen. Betriebsextern werden Krankenhäuser, Einrichtungen von BOS (Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben), jedoch auch Tankstellen, Supermärkte, usw. als Kritische Infrastrukturen gesehen, die dem jeweiligen Betriebsdiensthabenden für den Netzbereich bekannt sind. Ebenso ist ein Unterschied zwischen Wochentagen und Sam-, Sonn- und Feiertagen für die Prioritäten des Netzwiederaufbaus im den im Netzgebiet zu sehen, den auch die Betriebsdiensthabenden wissen.

Im Fall des kleineren EVUs, das keine wesentliche eigene Erzeugung besitzt, ist der „Worst Case“ bzw. „Blackout“ bei Ausbleiben der Versorgung vom übergeordneten Netz. Hier tritt der für solche Fälle erstellte Notfall- und Krisenplan in Kraft. Hier ist die vorgangsweise, im Fall eines Blackouts bzw. für den Fall nach einem Blackout bzw. beim Netzwiederaufbau, detailliert vorgegeben. Dies wird auch 1 Mal pro Monat beübt. Notstromaggregate für den Netzbetrieb werden in einer 24-7 Bereitschaft von einer externen Firma über einen Vertrag angemietet.

Im Fall des größeren EVUs wird ein Krisenstab gebildet, der auch nach einem Notfall- und Krisenplan vorgeht, jedoch auch situationsbedingt und flexibel die Maßnahmen für den Netzwiederaufbau entscheidet. Hier ist fließt auch die priorisierte Versorgung von Kritischer Infrastruktur bzw. deren letztgereichte Abschaltung ein. Dieser Plan wird 2 Mal jährlich beübt. Notstromaggregate werden im Betrieb in verschiedenen Größen selbst vorgehalten.

4.2 AP 3 - Simulation von „Smart Emergency Grids“ in der Mittel- bzw. Niederspannungsebene

4.2.1 Simulation eines „Smart Emergency Grids“ in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene mit Neplan®

In diesem AP wurde jeweils ein in typischen österreichischen Verteilnetzen (Wakolbinger 2009) auf Mittelspannungsebenen (siehe Abbildung 8) sowie auf Niederspannungsebene (eines Netzgebietes einer typischen österreichischen Stadt) (siehe Abbildung 9) modelliert.

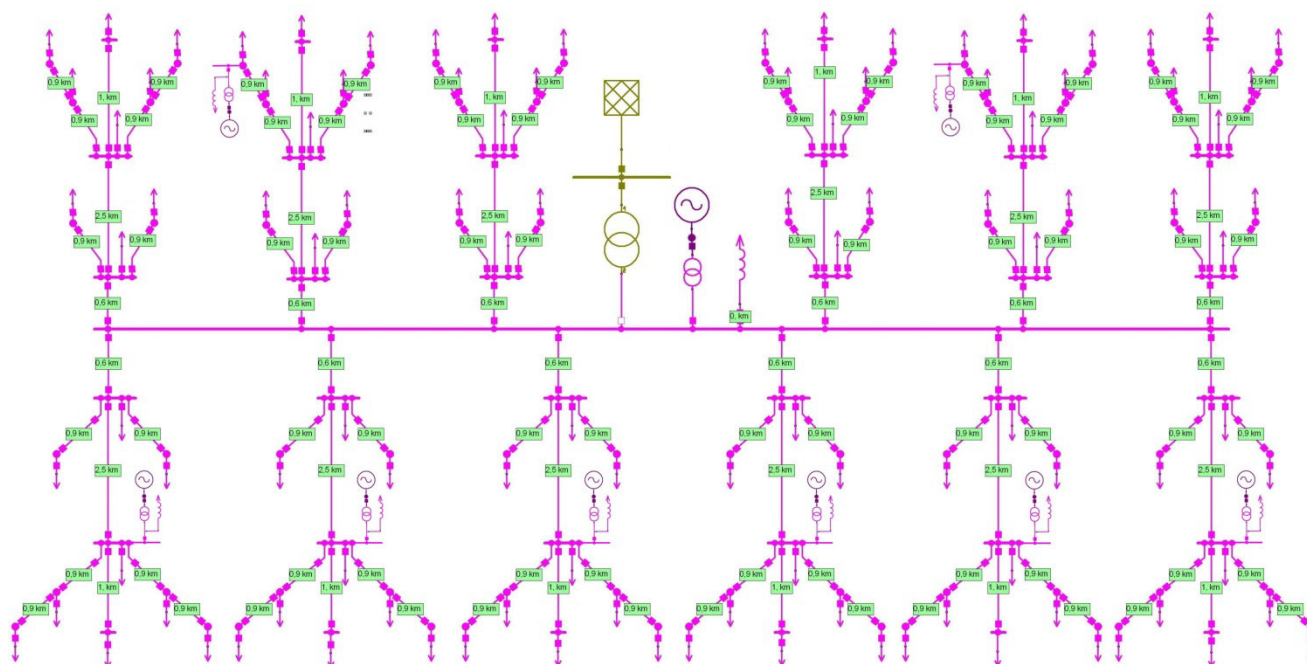


Abbildung 8: Modell eines Mittelspannungsverteilsnetzes in Neplan® mit dezentralen Erzeugungseinheiten und Niederspannungsverteilsnetzen als Lasten dargestellt

Beim Mittelspannungsnetz wurde von einem nahezu homogenen Netz ausgegangen. Ebenso wurden dezentrale Erzeugungseinheiten auf das ganze Netz verteilt angenommen.

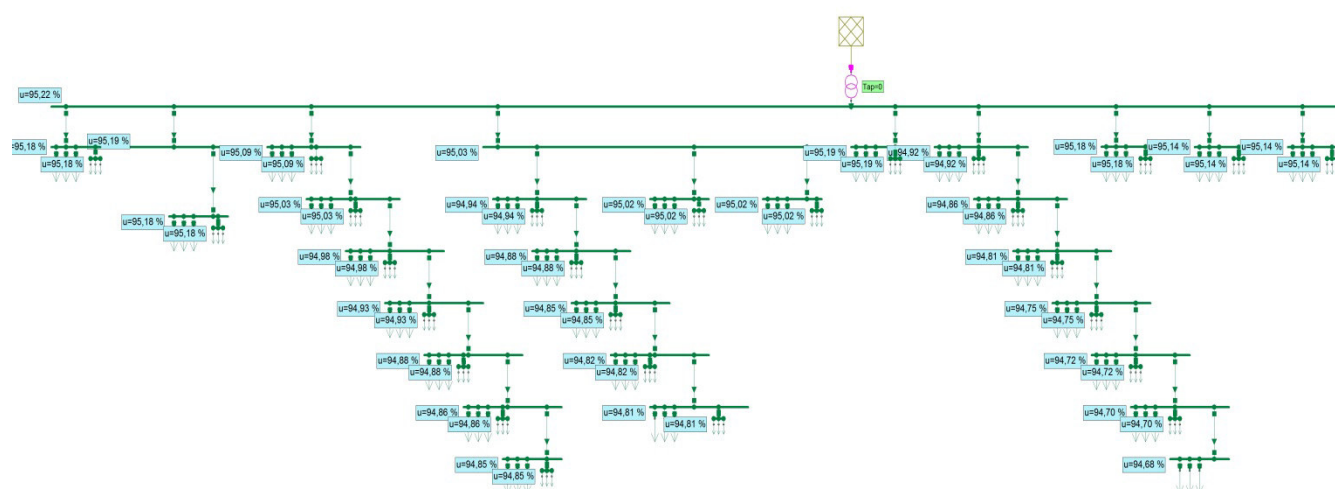


Abbildung 9: Modell eines Niederspannungsverteilsnetzes in Neplan® mit dezentralen Erzeugungseinheiten als kleine negative Lasten dargestellt

Beim Niederspannungsnetz wurde ein real existierender Netzteil eines Niederspannungsnetzes einer typischen Stadt nachgebildet. Dezentrale Erzeugungseinheiten (PV, BHKW,...) wurden als negative Lasten im Netz verteilt modelliert.

Unter den aus dem Konzept gegebenen Rahmenbedingung ergeben sich keine stationären simulationstechnischen Instabilitäten bzw. ist eine simulationstechnische Funktion der Zuschaltstrategien aus AP 2 gegeben.

4.2.2 Analyse möglicher technischer Herausforderungen und deren Lösung für die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebes mit gegebenenfalls möglicher Netztrennung bzw. Netz-Wiederaufbau

Parallelresonanz von Kompensationsspule und Netz

Die Berechnung und Darstellung wird mit MATLAB durchgeführt. In Abbildung 10 wird der Betrag der Impedanz $|\underline{Z}(\omega)|$ über die Frequenz aufgetragen. Dies zeigt, dass das System beider notwendigen (Vollkompensation der Blindleistung) bei 50 Hz kompensiert ist, da es hier den größten Scheinwiderstandswert aufweist. Die Reaktanz ist oberhalb der ersten Resonanzstelle (50 Hz) negativ, jedoch sind hier Absolutwerte aufgetragen, da die Skala logarithmisch ist. (Wakolbinger 2009)

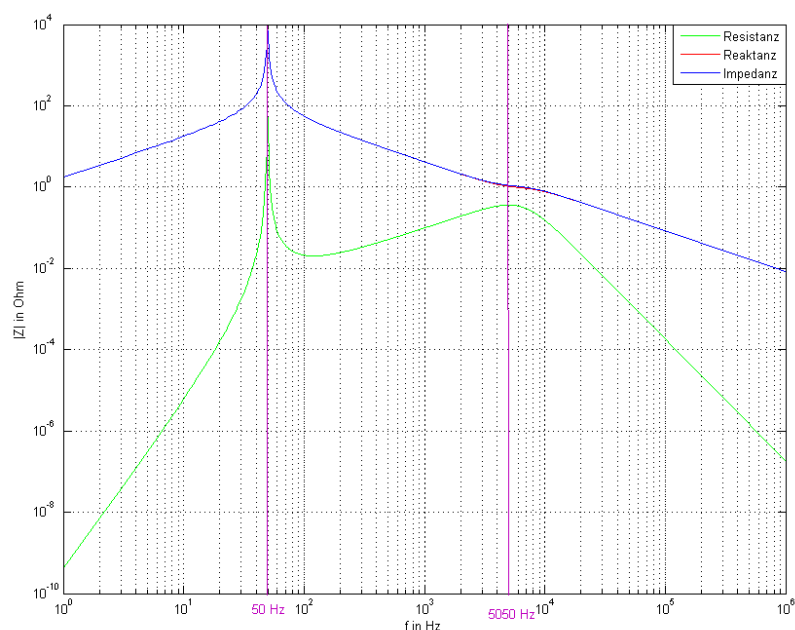


Abbildung 10: Widerstand-Frequenz Diagramm für Parallelschwingkreis von Leitung und Kompensationsspule bei 100% Kompensation (Wakolbinger 2009)

Aus Abbildung 10 ist ersichtlich, dass das System nahezu ein Bandpass-Verhalten aufweist und dass es eine zweite Resonanzstelle erst bei 5050 Hz (101 Oberschwingung) gibt, welche sehr gut aus dem Wirkwiderstand (grün) ersichtlich ist. Diese wirkt sich jedoch nicht sehr stark aus, da die Reaktanz um ca. einen Faktor 10 größer ist. (Wakolbinger 2009)

Blindleistungsaufbringung

Falls die Blindleistung nicht vollständig kompensiert wird, könnte die Blindleistungsaufbringung weitere Anforderungen an die Einspeiser stellen.

Der kapazitive Erdstrom des gesamten Netzes beträgt: $I_E = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C'_{\text{Netz}}$

Daraus abgeleitete Ladeblindleistung: $Q_L = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_E = U_N^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C'_{\text{Netz}}$

(f Netzfrequenz; U_N Nennspannung; C'_{Netz} durchschnittlicher Leitungskapazitätsbelag des gesamten Netzes)

Aus der quadratischen Abhängigkeit der Ladeblindleistung Q_L des Netzes von der Nennspannung U_N folgt: Bei einer Halbierung der Nenn/Betriebsspannung nur mehr $\frac{1}{4}$ an Ladeblindleistungsbedarf bzw. bei einer Senkung der Nenn/Betriebsspannung um $\frac{1}{3}$ eine Verminderung des Ladeblindleistungsbedarfs auf das 0,4 fache.

Hieraus ist ersichtlich, dass die Blindleistungsaufbringung für das Hochfahren des Netzes für einen Notbetrieb ohne größere Lasten („Smart Emergency Konzept“) wesentlich kleiner und somit einfacher zu handhaben ist als im Normalbetrieb.

Schutz

In der elektrischen Schutztechnik wird wegen seiner Einfachheit mit großem Erfolg das Überstrom-Zeit-Staffelschutz-Prinzip angewendet: Dabei werden im Fehlerfall alle vom Kurzschlussstrom durchflossenen Schutzeinrichtungen angeregt. Die Schutzeinrichtung, welche mit der geringsten Zeitverzögerung eingestellt und stromdurchflossen ist, löst als erste aus. Wenn die Zeiteinstellungen so gewählt werden, dass vom Ende des zu schützenden Bereichs in Richtung der Kurzschlussstrom-Einspeisung die Verzögerungszeiten ansteigen, löst die – von der Fehlerstelle her gesehen – nächste Schutzeinrichtung aus und hält so die Stromversorgung aller „stromaufwärts“ gelegenen Netzbereiche aufrecht. Um den Fehlerfall vom Normalbetriebszustand und damit den Ruhezustand vom Anreizzustand bzw. Auslösezustand zu unterscheiden, ist die Sicherstellung eines im Fehlerfall entsprechend großen Stromes notwendig.

In Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist üblicherweise durch die entsprechende Kurzschlussleistung der Quelle (Trafo) sichergestellt, dass die Kurzschlussströme deutlich größer als die Betriebsströme sind und sich im Verlauf des Fehlergeschehens nicht ändern.

Bei wechselrichter gespeisten Netzen ist allerdings - wegen der thermischen Begrenzung der Ausgangsstufe - der maximal auf einen Fehler gespeiste Strom in der Größenordnung des Nennstroms. Damit entfallen die bei den für herkömmliche Schutzeinrichtungen geltenden erforderlichen Kriterien, nämlich eine entsprechende Größe des Kurzschlussstromes und seine Konstanz während der gesamten Fehlerdauer.

Daher müssen Schutzkonzepte in der Niederspannung hinsichtlich der Gewährleistung von Personensicherheit und des Anlagenschutzes überprüft werden. Eine Abhilfe für diese Thematik stellt ein patentierter Überstrom-Zeitschutz für Netze mit schwacher Kurzschlussstrom-Einspeisung dar. Weitere Aspekte des Personen- und Sachgüterschutzes werden in der Dissertation: „Personen- und Sachgüterschutz in aktiven Verteilernetzen“ behandelt. (Aigner 2014)

4.3 AP 4 - Risiko- und Wirtschaftlichkeitsanalyse unterschiedlicher „Smart Emergency Grids“

4.3.1 Definition von Einsatzszenarien

Aus der Literaturrecherche, der Definition der Kritischen Infrastruktur, sowie der Analyse der Möglichkeiten der Implementierung von „Smart Emergency Grids“ in bestehende elektrische Netzstrukturen in AP 2 wurde der Rahmen für die Einsatzszenarien erörtert.

Das Konzept soll für die Erhöhung der gesellschaftlichen Resilienz einen wertvollen Beitrag tragen indem es zumindest im Notbetrieb wesentliche gesellschaftliche Einrichtungen mit einem Mindestmaß an elektrischer Energie versorgt.

Ebenso könnte es für große Katastrophen, die in Blackouts oder Stromausfällen in den betroffenen Regionen führen, zum Einsatz kommen. In den seltensten Fällen ist hier das gesamte Netz betroffen, sondern in der Regel meist nur Teile des Mittelspannungsnetzes und / oder einzelne Niederspannungsbereiche. Die verbleibende Erzeugungskapazität in diese Netzgebiete ist nicht genug, um den gesamten Bedarf zu decken, würde aber ausreichen, um den Betrieb der wichtigsten Infrastrukturen fortzusetzen. Bei einem Vorherrschen dieses Szenarios über einen längeren Zeitraum (>36-48h) kommen die sich zur Zeit im Einsatz befindlichen Notmaßnahmen an ihre kapazitätsmäßigen oder logistischen Probleme. Dies kann im Zusammenhang mit der Treibstoffversorgung von Aggregaten aber auch mit der Erreichbarkeit von sich noch intakten Regionen stehen, von denen keine Hilfe geboten werden kann. (Petermann 2011a)(Petermann 2011b)(Satchell und Foth 2011)(Gebhardt 2011)

4.3.2 Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen, um einen Beitrag zur Bereitstellung einer öffentlichen, kostengünstigen Notstromversorgung zu liefern

Die unter Kapitel 4.4.1 ermittelten Funktionalitäten der Smart Meter sind als Voraussetzung für ein „Smart Emergency Grid“ zu sehen. Im Zuge der 20-20-20 Klimaschutzziele ist auch ein großflächiges Smart Meter Rollout angestrebt, der einen nahezu flächendeckenden Einsatz von Smart Metern vorsieht. (Eu Kom 2009) In Österreich ist für Smart Meter eine Abschalteinrichtung und eine 1/4-stündliche Messwertaufnahme vorgeschrieben. Ebenso ist das Vorhandensein von Kleinerzeugern und dezentralen Erzeugungsanlagen von Bedeutung.

Auch eine Nachjustierung von Schutzeinrichtungen kann von Nöten sein, damit keine Unterspannungsauslösungen bzw. Abschaltungen erfolgen.

Ebenso ist hier das Implementieren von automatischen Schaltern (Smart Switches) in die Netze zu berücksichtigen. Die Automatisierung der Schalteinrichtungen kostet im Verhältnis ca. das Doppelte der manuellen, jedoch werden hier automatisierte Schalter in der Mittelspannungsebene im Zuge der voranschreitenden Verkabelung verstärkt eingebaut. Im Bereich der Niederspannung verhält sich dies kostenmäßig ähnlich, kommt jedoch auch stark auf den Aufbau des Netzes an.

Auch die rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen müssten angepasst werden. Hierunter fallen etwa die „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) für zum Beispiel Spannungsqualität. Jedoch mussten auch im ELWOG und anderen Gesetzen und Richtlinien, ähnlich dem Vorgehen bei Inkrafttreten der Energielenkung (Energielenkungsgesetz idF BGBl I Nr. 106/2006), Veränderungen durchgeführt werden. (Friedl et al. 2010)

4.3.3 Bedeutung von „Smart Emergency Grids“ als Standortfaktor für Österreich

Die energetische Durchhaltbarkeit zahlreicher ersatzstromgesicherter Infrastrukturelemente ist in Österreich sehr begrenzt. Ein flächendeckender Ausbau stationärer und mobiler Notstromerzeugungskapazitäten würde nur sehr zeitlich und punktuell begrenzt eine Verbesserung der Durchhaltbarkeit bewirken. Hier könnten sogenannte Inselnetze - Microgrids - durchaus für kleine Versorgungszellen Abhilfe schaffen. Für eine Vollversorgung der ausgefallenen Inselnetze stehen, zur Zeit und auch in naher Zukunft, meist nicht genügend dezentrale Erzeugungskapazitäten zur Verfügung. Das Konzept eines „SMART EMERGENCY GRIDS“ soll hier aber, bei geringen Erzeugungsleistungen und durch gezielte Versorgung der wichtigsten Infrastruktur, eine sehr robuste und flexible Perspektive bieten.

Dies erfordert jedoch bei den dezentralen Erzeugern sowie bei den bestehenden Netzen gewisse Modifikationen. Diese Modifikationen könnten über die Betriebssoftware der Smart Meter, bei denen eine flächendeckende Einführung (~80%) bis spätestens 2020 angestrebt wird, stattfinden.

Dies sollte ein gewisser Vorteil für die Integration des smarten Zählersystems in ein innovatives, intelligentes Gesamtsystem sein. Hier sind jedoch zum einen klare Spezifikationen, Normen und Standards, zum anderen auch diverse Interfaces beziehungsweise Modifikationsmöglichkeiten notwendig, um eine neue innovative und flexible Möglichkeit für Notversorgungen zu erhalten.

Dies könnte für Österreich zum weiteren Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit in diesem Bereich führen.

4.3.4 Analyse der Bedeutung für die verschiedenen Stakeholder

Im Zuge dieser Analyse soll geklärt werden welche Geräte bei den BOS (Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben) und anderen Kritischen Infrastrukturen verwendet werden bzw. im Unterspannungsbetrieb verwendet werden können. Dies wurde im Zuge einer umfassenden Untersuchung von elektrischen Geräten durchgeführt. (siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** „Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.“)

Im Zuge der Untersuchung der Funktion und des Verhaltens verschiedener Niederspannungsverbraucher konnten spannungsabhängige Funktionsbereiche in Abhängigkeit von den integrierten Bauteilen ermittelt werden. So ist im Besonderen bei Verbrauchern, welche über Schaltnetzteile versorgt werden, eine Spannungsreduktion bis auf 50 V realisierbar. Da diese Baugruppen die häufigsten im Bereich der Kritischen Infrastrukturen sind, kann ein Notstromversorgungskonzept für diese Netznutzer mit Unterspannung in einem ausreichend großen Spannungsbereich realisiert werden. Verbraucher mit integrierten thermischen Komponenten funktionieren über einen großen Spannungsbereich, lediglich begrenzt eine elektronische Steuerung deren Verwendung, da eine nicht ausreichende Versorgungsspannung detektiert wird. Weiter soll sich, die quadratisch zur Spannung verhaltende Verwendungsdauer, bei Reduzierung der Spannung in einem, für den Anwender sinnvollen Bereich befinden. In Abbildung 13 und Abbildung 14, ist die Positionierung der Verbraucher mit elektrischem Antrieb im Bereich höherer Spannungen, gut zu erkennen. Durch Veränderung der Spannung kommt es bei den unterschiedlichen Antriebsmaschinen zu einer Veränderung der Drehzahl-Drehmoment-Kennlinien, wobei sich in Abhängigkeit der vorhandenen Lastkennlinie der Arbeitspunkt verschiebt.

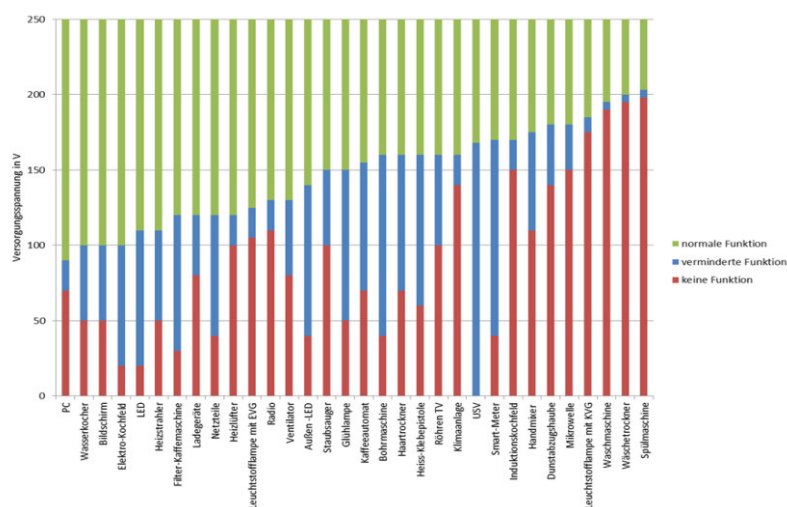


Abbildung 11: Funktionsbereiche einzelner ausgewählter Geräte

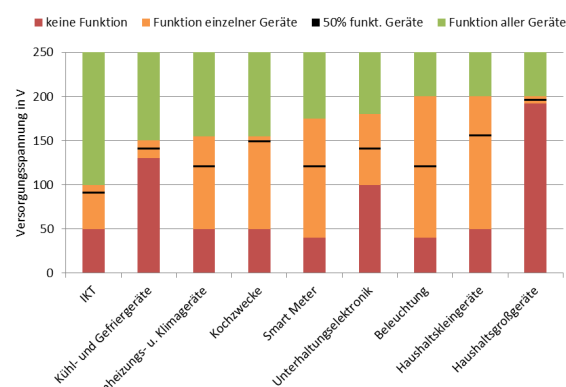


Abbildung 12: Funktionsbereiche der einzelnen Geräteklassen

Hieraus geht klar die Funktion der bei BOS und anderen Kritischen Infrastrukturen im Krisenfall besonders wichtigen IKT hervor.

Für die Analyse wurde eine spezielle Kritische Infrastruktur im Fall von BOS ausgewählt. Hier boten sich Einrichtungen des Roten Kreuzes Steiermark zur Analyse an. Es zeigte sich, dass die Hauptverbraucher im Wesentlichen die IKT sowie Kühl- und Heizeinrichtungen dieser sind.

Auf Basis der Untersuchung verschiedener Geräte bei Unterspannungsversorgung kann auf eine weitgehende positive Funktion des „Smart Emergency“ Konzepts bei diesen Einrichtungen geschlossen werden.

Etwaige Adaptionen könnten jedoch dennoch bei manchen Geräten vorzunehmen sein.



Abbildung 13: Messaufbau LLS-Rotes Kreuz Steiermark (Messgeräte)

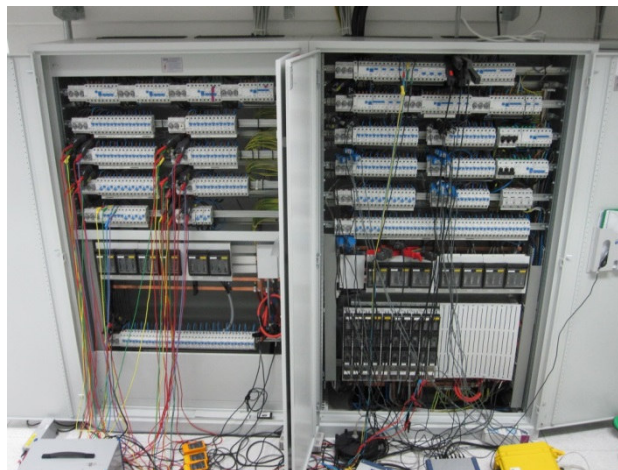


Abbildung 14: Messaufbau LLS-Rotes Kreuz Steiermark (Messung in Schaltkasten)

Die Abbildung 13 bis Abbildung 16 zeigen die Messaufbauten in der Landesleistelle sowie in der Repeaterstation Plabutsch des Roten Kreuzes Steiermark.



Abbildung 15: Funkrepeaterstation Plabutsch



Abbildung 16: Messaufbau in der Funkrepeaterstation Plabutsch

4.3.5 Potentialanalyse anhand spezieller Unwetterereignisse an einem realen Netz

Hier wurde aus den in der Masterarbeit (Wakolbinger 2013) lokalisierten großen Unwetterereignissen plakative Unwetterereignisse ausgewählt, um eine Analyse dieser durchzuführen. Hierfür wurde das MS-Netz der Energie Steiermark in ArcGis Vers. 10.1 eingespielt. Danach wurden die Leitungsstörungen überlagert und neue Shapes (Geodatenformat) generiert. Auf Basis dieser wurden Networkfeaturedatasets für das gesamte Netz und die Unwetterereignisse¹ erstellt. Über diese wurde wiederum über das Tool „Network-Analyst“ („Einzugsgebietsanalyse“) die Konnektivität der Leitungen zu einem MS/HS-Transformator (Verbindung zu übergeordnetem Netz) dargestellt (geroutet). Dies wurde zuerst mit 30 km Leitungslängen-Impedanz² und dann für einzelne Gebiete mit 40 km durchgeführt. Die verbleibenden Leitungen, die nicht verbunden bzw. nicht in Reichweite sind, wurden unter Ausnahme der ausgefallenen Leitungen als „nicht versorgt aber funktionsfähig“ definiert. Netzbereiche, die kleiner als 0,5 km Gesamtleitungslänge haben, wurden manuell gelöscht. Als Ergebnis bekommt man die Kilometer der nicht versorgten, aber funktionsfähigen Leitungen. Diese könnten sich potentiell für eine Notstromversorgung eignen.

¹ Als gestörte Leitungen werden in diesem Zusammenhang Leitungszüge gesehen, die keinen Längstrenner haben. Querabzweige mit Trenner werden nicht dazu gezählt, solche ohne Trenner schon.

² In der Netzwerkanalyse ist dies ein spezifisches Attribut das den Widerstandswert der spezifischen Analyse wiedergibt (z.B. Länge, max. Geschwindigkeit, Verkehrsbelastung, usw.)

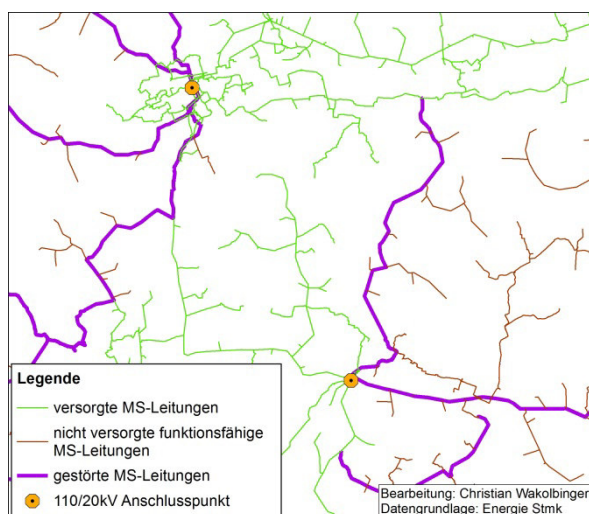


Abbildung 17: Plakatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Netzsegmente nach ausgewählten Unwetterereignissen

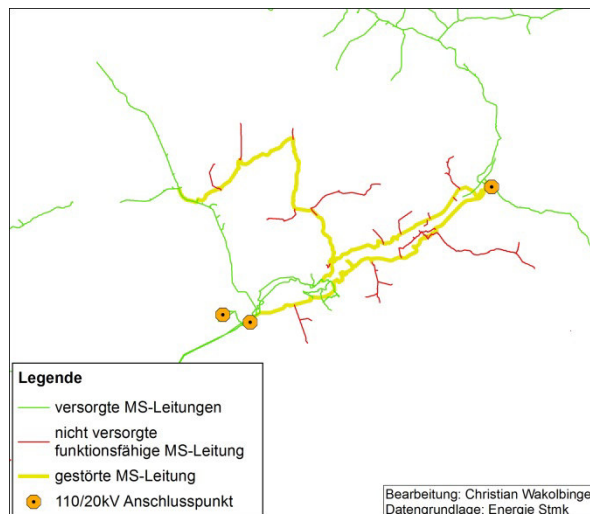


Abbildung 18: Plakatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Netzsegmente nach ausgewählten Unwetterereignissen

In Abbildung 17 und Abbildung 18 sind beispielhaft für zwei Unwetterereignisse Netzgebiete mit Störungen dargestellt. Aus Datenschutzgründen ist nur ein kleiner, jedoch veränderter Bereich des MS-Netzes dargestellt, und es wird auch nur beschreibend näher darauf eingegangen.

Die in Tabelle 2 angeführten Werte wurden gerundet. Dies ist für die Aussage der Analyse jedoch von geringer Bedeutung, da jedes Unwetterereignis etwas andere Störungen verursacht und aus der Analyse nur eine ungefähre Abschätzung bzw. Möglichkeiten aufgezeigt werden sollen.

Tabelle 2: Quantitative Auswertung der verbleibender Netzsegmente nach ausgewählten Unwetterereignissen (Rohdaten Energie Steiermark)

Unwetterereignisse	MS-Leitungslänge gesamt		Länge der gestörten MS-Leitungen		Länge der gestörten zzgl. der nicht versorgten MS-Leitungen		Länge der nicht versorgten aber funktionsfähigen MS-Leitungen	
	in km	in %	in km	in %	in km	in %	in km	in %
U07	7200	100%	50	0,69%	80	1,11%	40	0,56%
U09	7200	100%	120	1,67%	200	2,78%	70	0,97%
Paula (U10)	7200	100%	260	3,61%	470	6,53%	200	2,78%
Emma (U11)	7200	100%	220	3,06%	360	5,00%	140	1,94%
U12	7200	100%	530	7,37%	1170	16,25%	640	8,89%

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass bei den großen Unwetterereignissen/Katastrophen im Mittel über ein Drittel der gestörten und nicht versorgten Leitungen noch funktionsfähig sind und eine Gesamt-Leitungslänge von 40 km bis 640 km haben. Dies ist sehr ereignisspezifisch.

Weitere Analysen folgen im Rahmen der Dissertation „Smart Emergency - Innovative dezentrale Notstromversorgung“ (Wakolbinger 2014)

4.4 AP 5 - Labor-Überprüfung der Funktionalität von Smart Metern und deren Anwendbarkeit in einem „Smart Emergency Grid“

4.4.1 Spezifizierung der relevanten Funktionalitäten von Smart Metern für ein „Smart Emergency Grid“

Aus dem in AP 2 entwickelten Konzept eines „Smart Emergency Grids“ folgen die Anforderungen für Smart Meter, die hier eingesetzt werden können.

- Messung von elektrischen Parametern, wie Strom, Spannung und Frequenz
- Verarbeiten dieser Parameter und Setzen von Schalthandlungen auf Basis dieser sowie fix vorprogrammierter Schaltstufen bzw. Priorisierungen
- Bistabile Schalteinrichtung
- Funktion bei Unterspannung

4.4.2 Analyse der Verwendbarkeit der zur Zeit installierten Smart Meter in einem „Smart Emergency Grid“

Es wurden von der Energie Steiermark diverse Smart Meter zur Verfügung gestellt. Diese und neue Smart Meter, die am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz angeschafft wurden, wurden auf ihre Funktion und Einsetzbarkeit getestet. (siehe Abbildung 19)

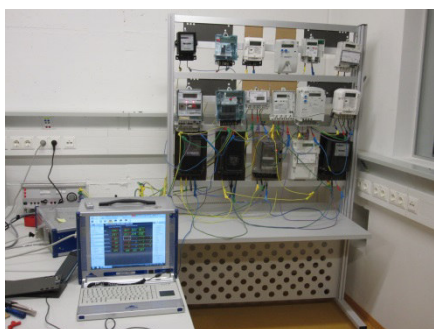


Abbildung 19: Teststand zur Prüfung der Funktion und Einsetzbarkeit der verschiedenen Smart Meter Typen für ein „Smart Emergency Grid“

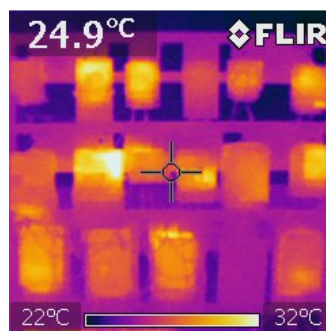


Abbildung 20: Thermobild des Smart Meter-Teststands mit Übersicht über alle Smart Meter

Da bei Unterspannung der gleiche Leistungsbedarf und somit ein zum Quadrat höherer Strom sich einstellt, wurde auch die Wärmeentwicklung betrachtet. (siehe Abbildung 20)

In Abbildung 21 sind Thermobilder der sich am stärksten erwärmenden Smart Meter in der Testserie bei einem Dauerbetrieb bei 165 V Unterspannung dargestellt.

In allen Fällen bleiben die Temperaturen in einem akzeptablen Bereich.

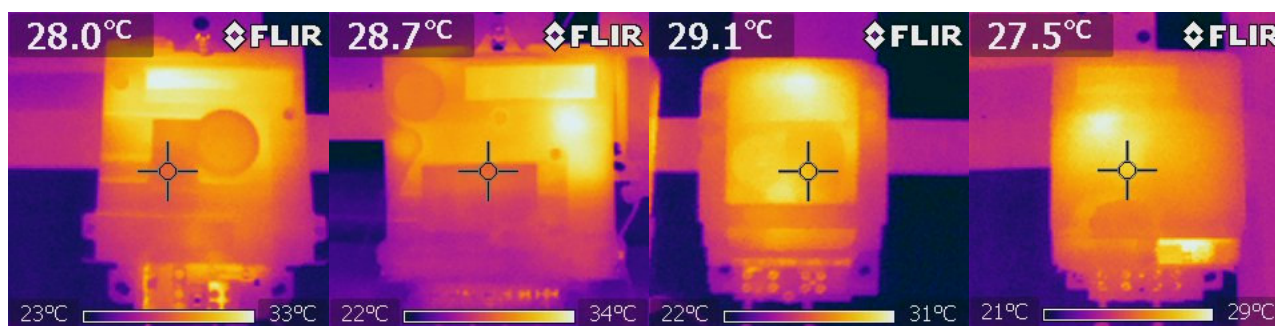


Abbildung 21: Thermobilder der sich am stärksten erwärmenden Smart Meter bei Dauerbetrieb bei 165 V Unterspannung (von links beginnend: Siemens AMIS TD-3512 1 Ph; Siemens AMIS TD-3511 3 Ph; Landys+Gyr E350 (ZCF 120) 1 Ph; Echelon 83331-1/VAD 1 Ph)

Aus Tabelle 3 geht hervor, dass alle Smart Meter, die mit einer Schalteinrichtung erhältlich sind auch mit Unterspannung versorgt werden können. Jedoch variiert die minimal verwendbare Versorgungsspannung, ca. 70 V bis 165 V.

Tabelle 3: Vergleich der verschiedenen im Labor getesteten Smart Meter

Marke	Modell	Nennspannung	Spannweite	Eigenverbrauch, Spannungskreis		integrierte Abschalt-einrichtung	minimal verwendbare Versorgungsspannung
				Wirk	Schein		
1-phasig							
Siemens	AMIS TD-3512	230V~	-20% bis +15%	ca. 3,6W	9VA	✓	110V
Kampstrup	162-L	230V~	-10% bis +10%	0,8W	0,7VA	Version erhältlich	120 V
Itron	ACE4000 GSS	220-240V~	-20% bis +15%	k.A.	k.A.	x	140 V
Echelon	83331-1/VAD	220-240V~	-20% bis +15%	< 2W	< 5VA	✓	165 V
Landys+Gyr	ZCF 120	230V~	-20% bis +15%	0,6W	4,5VA	x	175 V
3-phasig							
EasyMeter	Diehl Q3D	3x230/400V~	-10% bis +10%	< 0,6W	< 2,5VA	x	40V
Siemens	AMIS TD-3511	3 x 230/400V~	-20% bis +15%	ca. 5,4W	ca. 14VA	✓	62V
Iskra	MT174	3 x 230/400V~	-20% bis +15%	<2W	<10VA	x	70V
Kampstrup	382-L	3 x 230/400V~	-10%bis +10%	0,45W *	0,7VA *	Version erhältlich	75 V
Iskra	MT851	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	< 3W	< 4VA	x	95 V
UHER	TD MZ 15	3 x 230/400V~	-10% bis +10%	k.A.	k.A.	k.A.	140V
Itron	ACE4000 PLC	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	k.A.	k.A.	x	145 V
Landys+Gyr	ZMD 120	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	0,5W *	4VA *	x	150 V
Echelon	83331-3/VAD	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	< 2W	<5VA	✓	161 V

4.4.3 Testaufbau und Testlauf eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen

Da das Institut für Elektrische Anlagen gute Kontakte zur Firma Siemens hat und deshalb auch schon auf Erfahrungen mit AMIS Smart Metern aufgebaut werden konnten, wurden für das „Test Smart Emergency Grid“ auch diese verwendet.

Aus Tabelle 3 folgend wurde, aus Gründen der Einsetzbarkeit mit allen Smart Meter-Typen, die höchste minimal verwendbare Versorgungsspannung +10% Sicherheit als Basis für den Testlauf gewählt.



Abbildung 22: Testaufbau eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen mit AMIS-Smart Meter von Siemens

Für den Testaufbau durften wir aus Sicherheitsgründen nicht auf die interne Programmierung der Smart Meter von Siemens zugreifen, deshalb wurde ein externer Zugang, über Infrarottastköpfe und Steuerung in einem eigens erstellten Python-Programm von einem Laptop aus, gewählt. Dies erforderte jedoch längere Schaltzeiten und machte das System sehr träge. Des Weiteren konnten die Spannungsgrenzen der Schalthysterese erst nach Erreichen einer minimalen Versorgungsspannung für die Smart Meter in die Smart Meter programmiert werden. Es wurde jedoch von der Entwicklungs- und Programmierabteilung für die AMIS-Reihe zugesichert, dass die Geräte dies bei interner Programmierung im μs -Bereich verarbeiten können und Schalthandlungen in 2-3 Netzperioden durchführen können

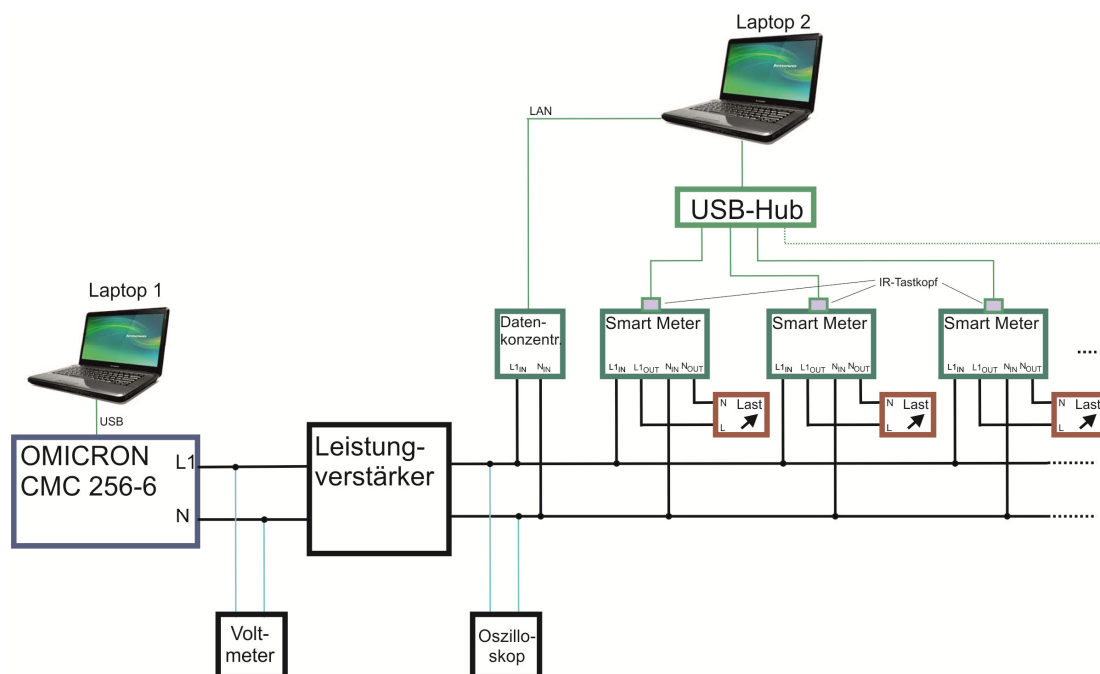


Abbildung 23: Schaltbild des Labor-Testaufbaus am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz

In Abbildung 23 ist der Labor-Testaufbau mit den diversen Versorgungs- und Kommunikationsleitungen übersichtlich dargestellt.

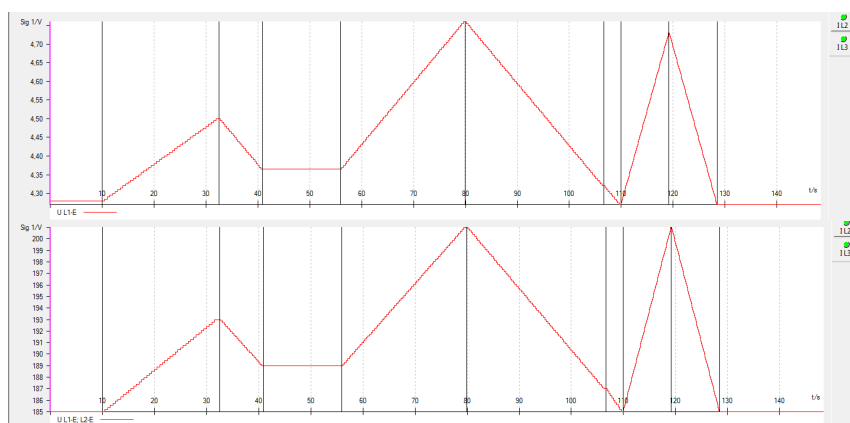


Abbildung 24: Testaufbau eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen mit AMIS-Smart Meter von Siemens

In Abbildung 24 sind die durchlaufenen Spannungssequenzen, oben vor dem Leistungsverstärker, unten nach dem Leistungsverstärker (Versorgungsspannung im Testnetz), dargestellt.

Im Testaufbau konnte ein einwandfreier Betrieb ermöglicht werden. Das realisierte „Smart Emergency Grid“ funktionierte einwandfrei mit allen eingestellten Schalthysteresen.

4.5 Herausforderungen

Die Befragung sollte plangemäß in AP 2 erstellt werden, da auf Grund von in der Startphase gesammelten Erfahrungen, zu diesem Projektzeitpunkt sich aber erst die Fokussierung der Fragen herauskristallisierte und das volle Potential der Befragung ausgeschöpft werden sollte und auch technische Gegebenheiten befragt werden sollten, wurden die Fragen unter stärkerem Einfluss von AP 3 bis AP 5 gestellt. Dies wäre im AP 2 noch nicht im vollen Umfang möglich gewesen.

Außerdem wurde es für sinnvoll erachtet, mehr als 1 EVU zu befragen. Dies wurde in Zusammenarbeit mit Österreichs Energie, dem Dachverband der Österreichischen E-Wirtschaft, durchgeführt und somit sollte mit ca. 80 EVUs eine digitale Befragung stattfinden. Leider war hier die Anzahl der Rücksendungen bzw. die Genauigkeit der Antworten unzufriedenstellend, weshalb eine persönliche Befragung bei zwei ausgewählten EVUs durchgeführt wurde. Hierfür wurden ein Klein-EVU und ein Groß-EVU ausgewählt. Die Befragungen mit der E-Control sowie mit dem BKA wurden telefonisch durchgeführt, um eine größere Flexibilität der Einzelbefragungen (höhere Qualität des Outputs) zu erreichen.

Da beim Testaufbau aus Sicherheitsgründen nicht auf die interne Programmierung der Smart Meter zugegriffen werden durfte, wurde ein Zugang über Infrarottastköpfe gewählt. Für das Auslesen der Messdaten und die Steuerung von einem Laptop aus wurde dafür ein eigens Python-Programm erstellt. Dieser Zugang erforderte jedoch längere Schaltzeiten und machte das System sehr träge. Des Weiteren konnten die Spannungsgrenzen der Schalthysterese erst nach Erreichen einer minimalen Versorgungsspannung für die Smart Meter in die Smart Meter programmiert werden.

4.6 Highlights

Ein wesentliches Projekthighlight ist sicherlich das sich in Entwicklung befindliche Unterspannungs-Notstromversorgungskonzept, das eine wirkliche Alternative zu Notstrom-Dieselaggregaten bieten kann. In nahezu allen umfassenderen Studien (Petermann 2011b, 2011a)(Reichl und Schmidthaler 2012) wird keine Alternative zu Notstromaggregaten gesehen, jedoch die Problematik mit Treibstoffversorgung dieser immer als wesentliche Schwachstelle erachtet wird. Die trotz allem erforderliche Primäreinspeisung ist gerade in den meisten Regionen Österreichs kein Problem, da hier Kleinwasserkraftwerke und oder dezentrale Einspeiser existieren, die herangezogen werden können.

Außerdem ist die hervorragende Möglichkeit einer Langzeitmessung von spezieller Kritischer Infrastruktur (Landesleitstelle sowie eine Repeaterstation des Rotes Kreuz Steiermark), die sicherlich einen Mehrwert für das Projekt darstellen, auch als Highlight anzusehen.

Neben der erstmaligen Potentialanalyse anhand realer Störungsdaten der letzten 10 Jahre für Unwetterereignisse bzw. Katastrophen in der Steiermark, stellt die Programmierung eines Smart Emergency Grids und der Aufbau des Testaufbaus im Labor ein Highlight des Projektes dar.

4.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

4.7.1 Erkenntnisse des Forschungsprojekts

Eine wesentliche Erkenntnis ist sicherlich, dass Kritische Infrastruktur sehr unterschiedlich gesehen wird und sich in einem komplexen System wie unserer Gesellschaft nicht immer genau definieren lässt. Hier gibt es von der EU und von verschiedenen Mitgliedsländern über das Europäisches Programm zum Schutz kritischer Infrastrukturen (EPCIP) (Eu Kom 2007) eine Konsolidierung um eine einheitliche Nomenklatur zu erreichen. In diesen Zusammenhang sind Österreich oder auch Deutschland im globalen Kontext am weitesten fortgeschritten.

Als eine klare Forderung an eine zukunftsweisende Abhilfemaßnahme für die Notversorgung von Kritischer Infrastruktur ist sicher die Flexibilität in der Möglichkeit der Versorgung von verschiedenster Kritischer Infrastruktur mit elektrischer Energie sowie, aus Gründen der autonomen Funktion, die weitgehende Unabhängigkeit von IKT.

Als weitere Erkenntnis ist die Analyse der Funktionsfähigkeit eines Netz in den realen Unwetterszenarien ersichtlich. Was für weitere Überlegungen in diesen Bereich mögliche Ansatzpunkte aufzeigen kann.

Aus den Simulationen und dem Testaufbau geht eine realisierbare Funktion des Konzepts in einer realen Netzumgebung klar hervor. Dies zeigen auch die Potentialanalyse und die Untersuchung der Funktion von Lasten bei Unterspannung. Die umfassende Untersuchung der Funktionalitäten von diversen, sich am marktbefindlichen Smart Metern und die resultierenden Spezifikationen für ein Smart Emergency Grid zeigen des Weiteren neue Möglichkeiten des Einsatzes der zur Verfügung stehenden Technologien bzw. ein Weiterentwicklungspotential dieser.

4.7.2 Verwertung der Forschungsergebnisse

Die im Rahmen des Projekts gewonnenen Forschungsergebnisse werden einerseits im Bereich des Forschungsgebiets der aktiven Niederspannungsnetze angewendet, welche durch die steigende Integration von dezentralen Erzeugern ständig an Bedeutung gewinnen, als auch bei der Modellierung von modernen Niederspannungsnetzen.

Im Rahmen der Dissertation „Smart Emergency – Innovative Dezentrale Notstromversorgung“ werden das Konzept sowie die aus dem Projekt resultierenden Ergebnisse weiterverfolgt und verfeinert. Dies wird auch im Bereich der Wasserver- und Entsorgung, in Zusammenarbeit mit den Institut für Siedlungswasserbau der TU Graz mit der Masterarbeit „Auswirkungen auf die Siedlungswasserwirtschaft im Falle von Blackouts“, weiterverfolgt.

Von Seiten der EVUs welche die Daten für die Potentialanalyse zur Verfügung gestellt haben, fließen die Ergebnisse in zukünftige Notfalls- und Krisenpläne ein.

4.7.3 Zielgruppe der Forschungsarbeit

Im Rahmen der Arbeiten haben sich insbesondere drei Zielgruppen ergeben, dies sind einerseits die EVUs - im Bereich der Implementierung - und andererseits BOS (Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben) - als Anbieter von Hilfe und Hilfeleistungen - und die Bevölkerung selbst - als hilfsbedürftig im Fall einer Krise.

Für die Forschung und Wissenschaft liefern die Forschungsergebnisse neue Vergleichswerte und Anforderungen in der Nachbildung von Microgrids. Damit können bestehende Modelle verfeinert, bzw.

angepasst werden um Untersuchungen bei Krisen- und Katastrophenfällen realitätsnaher gestalten zu können.

5 Ausblick und Empfehlungen

Zur Klärung von weiterführenden Fragestellungen im Hinblick auf die geltenden rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen während des Einsatzes des entwickelten „Unterspannungsnotversorgungs“-Konzepts und der hierfür notwendigen Gesetzesanpassungen, sind weitere Untersuchungen der derzeitigen Rechtssituation notwendig.

Im Rahmen der Dissertation „Smart Emergency – Innovative Dezentrale Notstromversorgung“ soll die netzbezogene Potentialanalyse auch auf eine flächen- bzw. einwohnerbezogenen geografische Potentialanalyse ausgeweitet werden, um so weitere Erkenntnisse aus dem Zusammenhang von atmosphärischen Wetterereignissen, Störungen und Handlungsmöglichkeiten zu erlangen. Hier wäre auch eine auf Netzabgänge bezogene Lokalisierung der Standorte von Kritischer Infrastruktur denkbar, um zielgerichteter agieren zu können.

Die Betrachtung der Zusammenhänge in Bezug auf „Umwelt – Technik (Elektrizität) und Gesellschaft (Mensch)“ werden ebenfalls in der Dissertation noch weiter beleuchtet.

Um auch weiterhin eine detaillierte Kenntnis des Verhaltens von neuen Endgeräten zu erlangen, welche einen Teil Kritischer Infrastruktur darstellen könnten, sind weiterführende Untersuchungen zu empfehlen. Des Weiteren könnte eine zukünftige Zertifizierung von Endgeräten zum sicheren Betrieb mit Unterspannung, die Anwendung dieser in Kritischer Infrastruktur erleichtern und somit zur Realisierung des entwickelten Konzepts beitragen.

Im Rahmen der Umsetzung des entwickelten Konzeptes zu Versorgung Kritischer Infrastruktur stellt die praktische Realisierung anhand eines Pilotprojekts in Zusammenarbeit mit Wechselrichterherstellern und Netzbetreibern in einer realen Netzumgebung, einen wichtigen weiterführenden Schritt für den breiten Einsatz dar.

6 Literaturverzeichnis

- Adebisi, Bamidele, et al (2011): IP-Cetric High Rate Narrowband PLC for Smart Grid Applications. IEEE Communications Magazine. In: *Communications Magazine, IEEE* (10). Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6035804>.
- Aigner, Maria (2014): Arbeitstitel: Personen- und Sachgüterschutz in aktiven Verteilernetzen. Dissertation. Graz.
- Arnold, O.; Richter, F.; Fettweis, G.; Blume, O. (2010): Power consumption modeling of different base station types in heterogeneous cellular networks. In: Future Network and Mobile Summit, 2010, S. 1–8. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5722444>.
- Auer, Gunther, et al (2011): How Much Energy Is Needed to Run a Wireless Network? In: *Wireless Communications, IEEE*, S. C1.
- BBK (2008): Leitfaden für die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung in Behörden und anderen wichtigen öffentlichen Einrichtungen. Stand: Juli 2008. Bonn.
- BBK (2009): Für den Notfall vorgesorgt. 11. Auflage. Bonn.
- BKA (2007): Österreichisches Informationssicherheitshandbuch. Teil 2 - Informationssicherheitsmaßnahmen. Version 2.3. Wien: Österr. Computer-Ges (226).
- Blume Oliver, et al (2010): Approacher to Energy Efficient Wireless Access Networks.
- BMI (2008): Masterplan „Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (APCIP). APCIP. Wien (2008).
- BMI D (2005): Nationaler Plan zum Schutz der Informationsinfrastrukturen (NPSI). Stand: Juli 2005. Berlin.
- BMI D (2009): Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie). Stand: 17. Juni 2009. Berlin.
- BMI D (2011): Schutz kritischer Infrastrukturen - Risiko- und Krisenmanagement. Leitfaden für Unternehmen und Behörden. 2. Aufl. (überarb.), Stand: Mai 2011. Berlin.
- Boulanger, A.G.; Chu, A.C.; Maxx, S.; Waltz, D.L. (2011): Vehicle Electrification: Status and Issues. In: *Proceedings of the IEEE* 99 (6), S. 1116–1138. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5768097>.
- BSI (2011): IT-Grundschutz-Kataloge. Standardwerk zur Informationssicherheit. Stand: 12. Ergänzungslieferung. Köln: Bundesanzeiger (Praxiswissen professionals).
- Cerf, Vinton G. (2011): Natural Disasters and Electric Infrastructure. In: *Internet Computing, IEEE* 15 (6), S. 103. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6062554>.
- CSA (2011): Smart Metering und mögliche Auswirkungen auf die nationale Sicherheit. Wien: res publica.
- E-Control (2011): TÄTIGKEITSBERICHT 2010. Schauen wir uns 2010 genauer an.

- Eu Kom (2007): Mitteilung der Kommission vom 12. Dezember 2006 über ein Europäisches Programm für den Schutz kritischer Infrastrukturen (EPSKI) (EPCIP), KOM (2006)786 endg. – Amtsblatt C 126 vom 7. Juni 2007.
- Eu Kom (2009): Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.
- Eu Rat (2008): Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern. Fundstelle: Europäischer Rat.
- Friedl, Werner; Painz, Bernhard; Kapetanovic, Tahir (2010): Krisenvorsorge in der Elektrizitätswirtschaft: 11. Symposium Energieinnovation.
- Gebhardt, Hans (Hg.) (2011): Geographie. Physische Geographie und Humangeographie. 2. Aufl. Heidelberg: Spektrum Akad. Verl.
- Gordon, M.; Shahidehpour, M. (2011): a living laboratory, smart grid education & workforce training at ITT. In: *Power and Energy Magazine, IEEE* 9 (1).
- Hiete, Michael (2010): Krisenhandbuch Stromausfall Baden-Württemberg - Krisenmanagement bei einer großflächigen Unterbrechung der Stromversorgung am Beispiel Baden-Württemberg. Heidelberg.
- IZM; ISI (2009): Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft. Abschlussbericht. Karlsruhe.
- Kwasinski, A. (2008): Analysis of electric power architectures to improve availability and efficiency of air conditioning systems. In: Telecommunications Energy Conference, 2008. INTELEC 2008. IEEE 30th International, S. 1–8. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4664046>.
- Kwasinski, A. (2010): Implication of smart-grids development for communication systems in normal operation and during disasters. In: Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 32nd International, S. 1–8. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5525678>.
- Kwasinski, A.; Krein, P.T. (2007): Telecom power planning for natural and man-made disasters. In: Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International, S. 216–222. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4448770>.
- Kwasinski, A.; Weaver, W.W.; Chapman, P.L.; Krein, P.T. (2009): Telecommunications Power Plant Damage Assessment for Hurricane Katrina– Site Survey and Follow-Up Results. In: *Systems Journal, IEEE* 3 (3), S. 277–287. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5223537>.
- Kwasinski, Alexis; Chapman, P. L.; Krein, P. T.; Weaver, Wayne (2006): Hurricane Katrina. Damage assessment of power infrastructure for distribution, telecommunication, and backup. Urbana, Ill: University of Illinois, Department of Electrical and Computer Engineering (Grainger Center for Electric Machinery and Electromechanics. Technical Report).
- Lenz, Susanne (2009): Vulnerabilität Kritischer Infrastrukturen. Bonn: Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (Forschung im Bevölkerungsschutz, Bd. 4).

- Milster, C. (2007): Mobiltelefonie ist in Krisensituationen nicht geeignet – Beispiele für Ausfälle von Mobiltelefonnetzen. Vortrag vom 18.08.2007.
- Petermann, Thomas (2011a): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. Berlin: TAB (Arbeitsbericht / Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 141).
- Petermann, Thomas (2011b): Was bei einem Blackout geschieht. Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls. Berlin: Ed. Sigma (Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 33).
- Platz, Uwe (2006): Vulnerabilität von Logistikstrukturen im Lebensmittelhandel. Eine Studie zu den Logistikstrukturen des Lebensmittelhandels, möglichen Gefahrenquellen und den Auswirkungen verschiedener Gefahren bei einem Ereigniseintritt. Münster-Hiltrup: Landwirtschaftsverl. (Schriftenreihe des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft / A, H. 512).
- Reichl, Johannes; Schmidthaler, Michael (Hrsg.) (2012): Blackouts in Österreich (BlackÖ.1). Teil I, Endbericht August 2011. Online verfügbar unter http://energyefficiency.at/dokumente/upload/Endbericht-Blackoe_e544f.pdf, zuletzt geprüft am 12.06.2012.
- Roberts, B.P.; Sandberg, C. (2011): The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids. In: *Proceedings of the IEEE* 99 (6), S. 1139–1144. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5768106>.
- Satchell, C.; Foth, M. (2011): Darkness and Disaster in the City. In: *Internet Computing, IEEE* 15 (6), S. 90–93. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6062551>.
- Schenk, Alexander (2012): Spannungsbandmanagement im Verteilnetz oder der Start von Smart Grid. Smart Grids Week 2012 Bregenz.
- SEI (2011): Smart Grid Maturity Model Update: Pittsburgh.
- Spiegelberg, Gernot (2012): Smart eCar in its Infrastructure smart Traffic and smart Grid- Mobility of the Future beyond 2020? Smart Grids Week 2012 Bregenz.
- Stern (2010): Stromausfälle in den USA und Kanada, Dunkle Zeiten in Amerika. Stern vom 7. Juli 2010. Online verfügbar unter <http://www.stern.de/politik/ausland/stromausfaelle-in-den-usa-und-kanada-dunkle-zeiten-in-amerika-1580736.html>.
- Thomann, Michael; Rieder, Fritz (2011): Notstrom, unterbrechungsfreie Stromversorgung USV – Auswirkungen und verfahrenstechnische Maßnahmen. Online verfügbar unter http://www.vsa.ch/fileadmin/user_upload/Redaktion/Verbandsberichte/2011_604-/610_04_Thomann_Rieder.pdf, zuletzt aktualisiert am 22.09.2011, zuletzt geprüft am 13.06.2012.
- U.S. Department of Energy (2009): Study of Security Attributes of Smart Grid Systems- Current Cyber Security Issues. http://www.inl.gov/scada/publications/d/securing_the_smart_grid_current_issues.pdf.
- US GPO (Hg.) (2008): One Hundred Eleventh Congress of the United States of America. THE RECOVERY ACT. Online verfügbar unter <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2012.

- Wakolbinger, Christian (2009): Abhängigkeit der Telekom-Infrastruktur von der öffentlichen Stromversorgung und Abhilfemaßnahmen. Graz, Techn. Univ., Dipl.-Arb., 2009.
- Wakolbinger, Christian (2013): Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz. „Analyse von Störungen im 0,4-kV- 20-kV- & 110-kV-Netz in Bezug auf Wetterlagen bzw. Witterung“. Graz.
- Wakolbinger, Christian (2014): Smart Emergency - Innovative dezentrale Notstromversorgung: TU Graz.
- Wenqing, Liu; Sigle, M.; Dostert, K. (2011): Channel characterization and system verification for narrowband power line communication in smart grid applications. In: *Communications Magazine, IEEE* 49 (12), S. 28–35. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6094003>.
- Yilin, Mo; Kim, T.H. H.; Brancik, K.; Dickinson, D.; Heejo, Lee; Perrig, A.; Sinopoli, B. (2012): Cyber-Physical Security of a Smart Grid Infrastructure. In: *Proceedings of the IEEE* 100 (1), S. 195–209. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6016202>.
- Zaballos, A.; Vallejo, A.; Selga, J.M. (2011): Heterogeneous communication architecture for the smart grid. In: *Network, IEEE* 25 (5), S. 30–37. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6033033>.

7 Anhang

7.1 Verbreitung & Verwertung

Folgende Veröffentlichungen und Arbeiten sind im Berichtszeitraum entstanden bzw. in Arbeit:

7.1.1 Veröffentlichungen

<u>Veranstaltung:</u>	Symposium für Energieinnovation 2012
<u>Veranstalter:</u>	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
<u>Titel:</u>	SMART EMERGENCY - EIN KONZEPT FÜR DIE VERSORGUNG VON KRITISCHER INFRASTRUKTUR-
<u>Autoren:</u>	Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Helmut. Malleck, Maria Aigner
<u>Veranstaltung:</u>	CIRED 2013 (Stockholm)
<u>Veranstalter:</u>	Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED)
<u>Titel:</u>	SMART EMERGENCY – NEW ISSUES OF EMERGENCY SUPPLY SYSTEMS FOR CRITICAL INFRASTRUCTURE
<u>Autoren:</u>	Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Werner Brandauer, Martin Schwingshackl, Helmut Malleck
<u>Veranstaltung:</u>	Internationaler ETG-Kongress 2013 Berlin
<u>Veranstalter:</u>	Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (Deutschland)
<u>Titel:</u>	„SMART EMERGENCY“ A VIGILANT CONCEPT FOR SMART EMERGENCY SUPPLY OF CRITICAL INFRASTRUCTURE
<u>Autoren:</u>	Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Helmut. Malleck, Maria Aigner, Werner Brandauer

7.1.2 Vorträge

<u>Veranstaltung:</u>	Symposium für Energieinnovation 2012
<u>Veranstalter:</u>	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
<u>Titel:</u>	SMART EMERGENCY - EIN KONZEPT FÜR DIE VERSORGUNG VON KRITISCHER INFRASTRUKTUR-
<u>Vortragender:</u>	Christian Wakolbinger
<u>Autoren:</u>	Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Helmut. Malleck, Maria Aigner
<u>Veranstaltung:</u>	ESEIA International Summer School 2013
<u>Veranstalter:</u>	Transilvania University of Braşov, Rumänien
<u>Titel:</u>	OPPORTUNITIES AND CHALLENGES OF SMART GRIDS
<u>Vortragender:</u>	Lothar Fickert
<u>Autoren:</u>	Lothar Fickert, Maria Aigner, Josef Stadler, Werner Brandauer, Christian Wakolbinger,
<u>Veranstaltung:</u>	Internationaler ETG-Kongress 2013 Berlin
<u>Veranstalter:</u>	Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (Deutschland)
<u>Titel:</u>	„SMART EMERGENCY“ A VIGILANT CONCEPT FOR SMART EMERGENCY SUPPLY OF CRITICAL INFRASTRUCTURE
<u>Vortragender:</u>	Christian Wakolbinger
<u>Autoren:</u>	Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Helmut. Malleck, Maria Aigner, Werner Brandauer

7.1.3 Poster

Im Rahmen des Internationalen Kongresses für die Elektrischen Verteilnetze wurde folgender Posterbeitrag veröffentlicht:

Veranstaltung: CIRED 2013 (Stockholm)
Veranstalter: Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED)
Titel: SMART EMERGENCY – NEW ISSUES OF EMERGENCY SUPPLY SYSTEMS FOR CRITICAL INFRASTRUCTURE
Autoren: Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Werner Brandauer

Im Rahmen der Smart Grids Week 2011, 2012 und 2013 wurden folgenden Posterbeiträge veröffentlicht:

Veranstaltung: Smart Grids Week 2011 (Linz)
Veranstalter: BMVIT
Titel: SMART EMERGENCY GRID - INNOVATIVE DEZENTRALE NOTSTROMVERSORGUNGSKONZEPTE MITTELS SMART METER
Autoren: Lothar Fickert, Christian Wakolbinger, Maria Aigner

Veranstaltung: Smart Grids Week 2012 (Bregnez)
Veranstalter: BMVIT
Titel: SMART EMERGENCY - FLEXIBLE STROMVERSORGUNG FÜR AUSNAHMESITUATIONEN
Autoren: Christian Wakolbinger, Lothar Fickert, Helmut. Malleck

Veranstaltung: Smart Grids Week 2013 (Salzburg)
Veranstalter: BMVIT
Titel: SMART EMERGENCY – NOTSTROMVERSORGUNGSKONZEPT: BETRIEB VON LASTEN BEI UNTERSCHWACHSPANNUNG
Autor: Christian Wakolbinger, Martin Schwingshackl, Lothar Fickert, Helmut. Malleck

7.1.4 Diplomarbeit & Masterarbeiten

In diesem Rahmen sind auch folgende Diplomarbeiten & Masterarbeiten in Arbeit entstanden bzw. noch in Arbeit.

Titel: „KONZEPTSTUDIE ZUM VERHALTEN VON LASTEN BEI UNTERSCHWACHSPANNUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON SPANNUNGSGESTEUERTER STUFENVERSORGUNG“

Autor: Martin Schwingshackl

Bearbeitungszeitraum: Mai 2012 – Nov 2013 → Status: beendet

Betreuer: Christian Wakolbinger, Lothar Fickert

Titel: „EINFLUSS DER WITTERUNG AUF DAS ELEKTRISCHE VERTEILNETZ-ANALYSE VON STÖRUNGEN IM 0,4-kV- 20-kV- & 110-kV-NETZ IN BEZUG AUF WETTERLAGEN BZW. WITTERUNG“

Autor: Christian Wakolbinger

Bearbeitungszeitraum: Nov 2012 – Dez 2013 → Status: beendet (in Begutachtung)

Betreuer: Christian Wakolbinger, Gerhard Lieb (KFU Graz), Lothar Fickert (TU Graz), Reinhold Lazar (KFU Graz)

Titel: Arbeitstitel: „AUSWIRKUNGEN AUF DIE SIEDLUNGSWASSERWIRTSCHAFT IM FALLE VON „BLACKOUTS““

Autor: Manuel Pliem

Bearbeitungszeitraum: Okt 2013 – 2014 → Status: begonnen

Betreuer: Günter Gruber, Stefan Krakow, Christian Wakolbinger, Lothar Fickert

7.1.5 Dissertation

Titel: Arbeitstitel „SMART EMERGENCY - INNOVATIVE DEZENTRALE NOTSTROMVERSORGUNG“

Autor: Christian Wakolbinger

Bearbeitungszeitraum: Juli 2009 – 2014 → Status: laufend

Betreuer: Lothar Fickert, Hellmut Malleck

IMPRESSUM

Verfasser

Technische Universität Graz
Institut für Elektrische Anlagen

Inffeldgasse 18/I; 8010 Graz
Tel: +43 (0) 316 873-7551
Fax: +43 (0) 316 873-7553
E-Mail: jasmine.kadhim@tugraz.at
Web: www.ifea.tugraz.at

AutorInnen

Christian Wakolbinger
Lothar Fickert
Helmut Malleck

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH