

Überlastungs- und Struktursicherheit als Indikator für Versorgungssicherheit

Rainer Schlager, Hans-Peter Vetö, Michael Chochole, Gerhard Theil

TU Wien, Gußhausstraße 25 1040 Wien , (+43 1) 58801 370112, schlager@ea.tuwien.ac.at,
www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

Unser wirtschaftliches und soziales Gefüge ist heutzutage ohne Zugang zu einer sicheren und leistbaren elektrischen Energieversorgung kaum mehr vorstellbar. Bei Versorgungsunterbrechungen drohen teils enorme wirtschaftliche Einbußen bzw. im Haushaltsbereich neben den wirtschaftlichen Schäden auch der Verlust an Lebensqualität. In dieser Arbeit wird die strukturelle Versorgungssicherheit aus der Sicht eines Kunden am MS/NS Abgang, mittels Zuverlässigkeitsanalyse anhand repräsentativer 110kV- und 20kV-Modellnetzstrukturen, untersucht. Darauf aufbauend, werden die Risiken von Versorgungsunterbrechungen in Mittelspannungsnetzen analysiert und Rückschlüsse auf die Risiken großflächiger Blackoutereignisse im Übertragungsnetz gezogen.

Keywords: Versorgungssicherheit, Versorgungsunterbrechungsrisiko, Blackout

1 Rahmenbedingungen

1.1 Starke Abhängigkeit von elektrischer Energie

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem hohen Ausmaß von der Verfügbarkeit elektrischer Energie abhängig. Es existieren kaum Bereiche im öffentlichen und privaten Leben, die ohne Zugang zur öffentlichen elektrischen Energieversorgung auskommen und nur wenige besonders kritische Infrastrukturbereiche (z.B. Krankenhäuser, Sender, ...) verfügen über entsprechende Backupsysteme. Bei Ausfall von elektrischen Energieversorgungssystemen kommt es in Abhängigkeit von Unterbrechungsdauer und Anzahl der betroffenen Betriebe und Haushalte, zum Teil zu enormen wirtschaftlichen Schäden. Weiters existieren auch Gewerbe- und Industriebereiche beispielsweise Walzwerke in der Stahlindustrie, bei denen kurze Versorgungsunterbrechungen ausreichen, um große Schäden hervorzurufen.

1.2 Entwicklung des Verbrauchs

Der elektrische Endverbrauch steigerte sich in den vergangenen Jahren von 50.250 GWh im Jahr 1999 auf 57.880 GWh im Jahr 2009 [1]. Wobei es im Jahr 2008 und etwas stärker noch im Jahr 2009 aufgrund der Finanz- und der daraus resultierenden Wirtschaftskrise zu einem Rückgang des Endverbrauchs kam. Nach dem Überwinden der Krise wird es vermutlich wieder zu einem Ansteigen des Verbrauchs kommen. Dies wird sicherlich auch unterstützt durch einen höheren Automatisierungsgrad und die zukünftige Substitution fossiler durch moderne, effiziente elektrische Technologien (Beispielsweise Wärmepumpen, Elektromobilität, ...).

2 Analyse der Versorgungssicherheit aus kundenspezifischer Sicht

Bei dieser Analyse werden zunächst für repräsentative städtische- und ländliche Versorgungsbereiche 110kV- und 20kV-Netzstrukturen modelliert und diese mittels Zuverlässigkeitsanalyse hinsichtlich ihrer strukturellen Versorgungssicherheit analysiert. Wobei das Augenmerk darauf gerichtet wird, wie sich die Versorgungssicherheit aus kundenspezifischer Sicht darstellt. Das bedeutet, dass hier untersucht wird, wie ein Kunde der am MS/NS-Abgang sitzt, die Versorgungssicherheit wahrnimmt. Es wird also analysiert welche Komponenten in den 110/20kV-Netzebenen für Versorgungsunterbrechungen verantwortlich und welche Möglichkeiten einer Verbesserung in Zukunft denkbar sind. Um eine gewisse Bandbreite an Ergebnissen zu erhalten, wurden für die einzelnen Versorgungsgebiete unterschiedliche Szenarien betrachtet.

2.1 Modellierung repräsentativer 110 kV- und 20 kV-Modellnetzstrukturen

2.1.1 Rahmenbedingungen städtisches Versorgungsgebiet

Als Rahmenbedingung für ein städtisches Versorgungsgebiet wurde eine Lastdichte von 4 MVA/km² angenommen. Das Versorgungsgebiet eines 110kV/20kV-Umspannwerkes wurde entsprechend Abbildung 2 festgelegt.

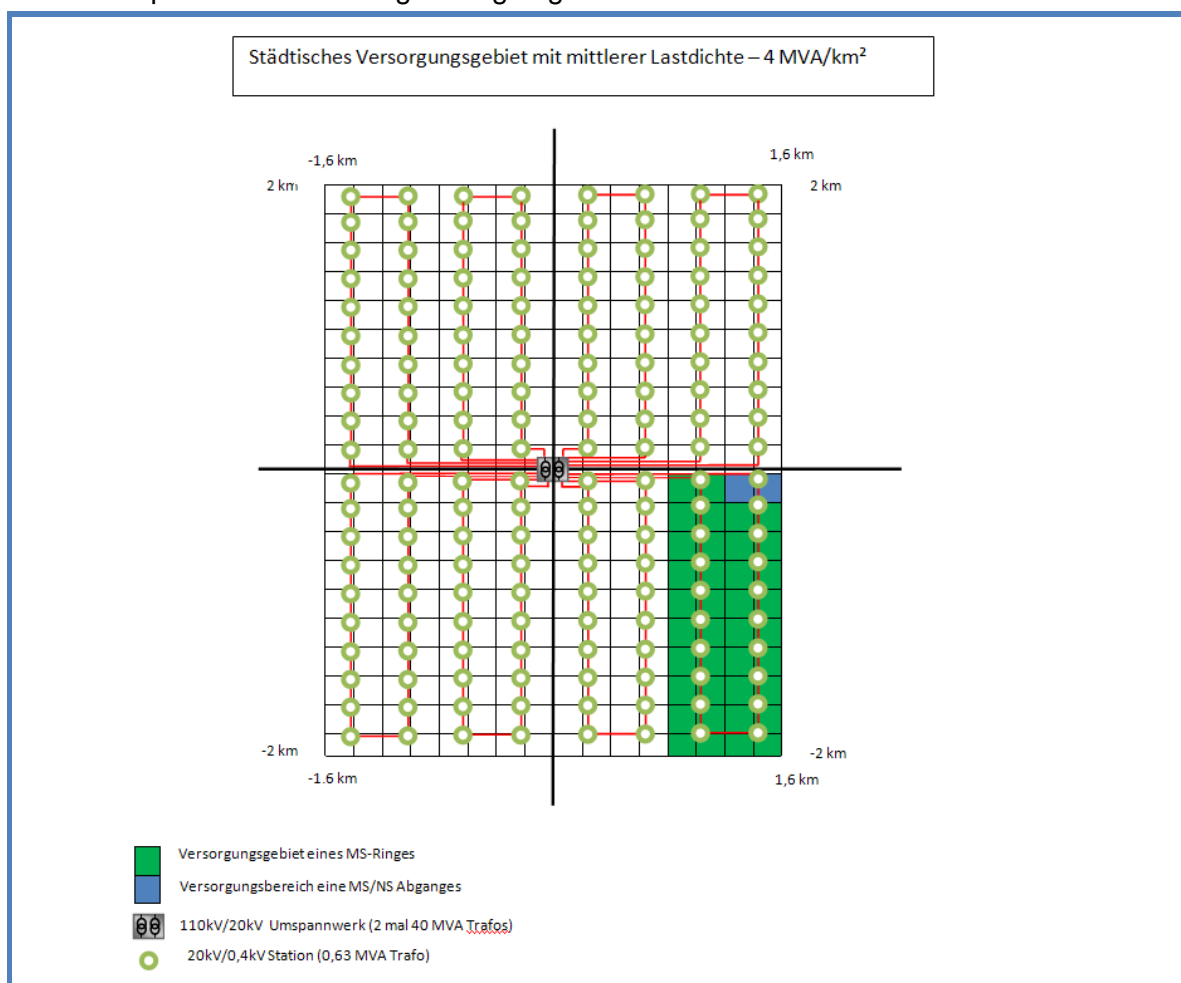


Abbildung 2: Rahmenbedingungen für städtische Mittelspannungs- Modellringnetz

2.1.2 Ländliches Versorgungsgebiet (Lastdichte 0,3 MVA/km²)

Als Rahmenbedingung für ein ländliches Versorgungsgebiet wurde eine Lastdichte von 0,3 MVA/km² angenommen. Das Versorgungsgebiet eines ländlichen Modellringnetzes wurde entsprechend Abbildung 3 festgelegt.

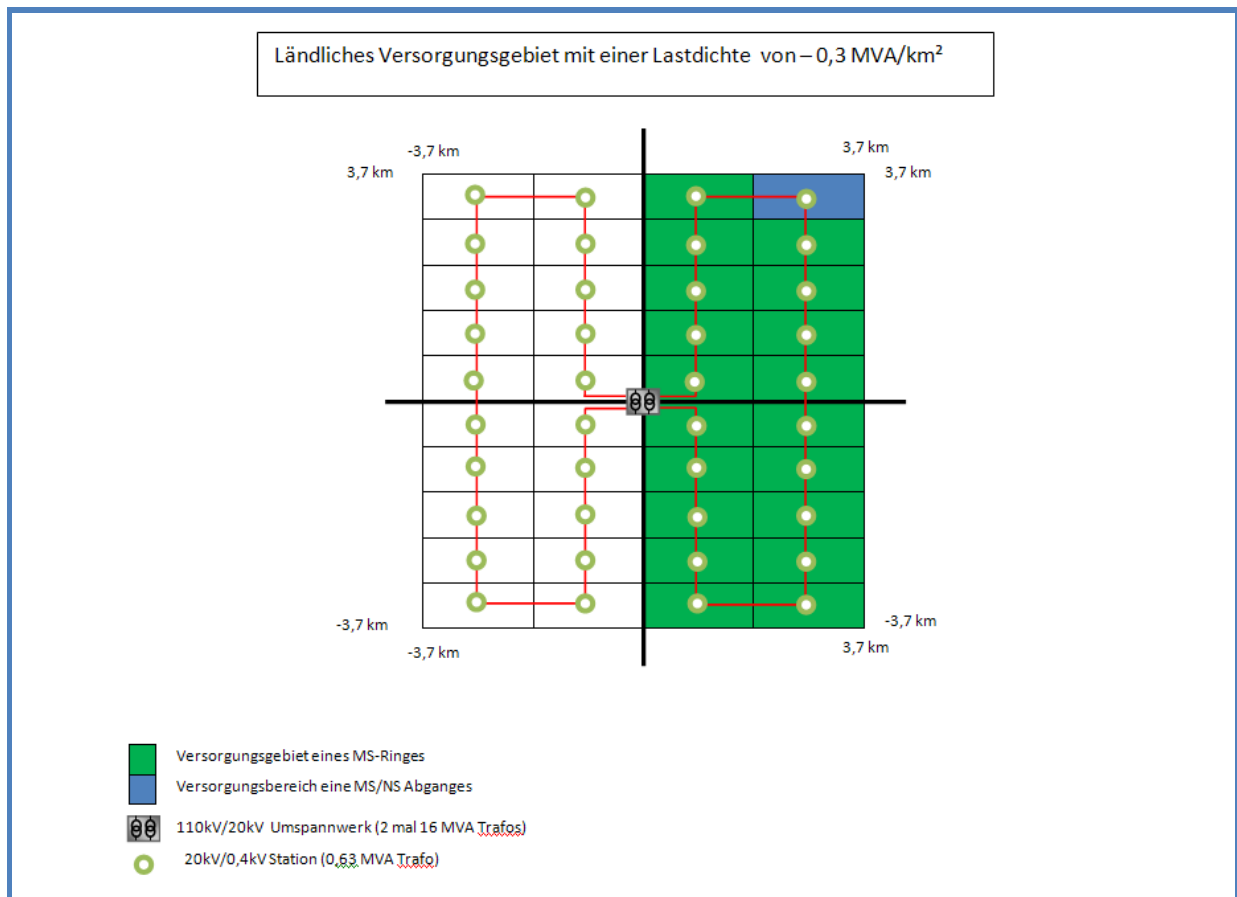


Abbildung 3: Rahmenbedingungen für ländliche Mittelspannungs- Modellringnetz

2.1.3 Verwendete 20 kV-Modellnetzstruktur

Die Modellnetze für den städtischen Bereich in der 20 kV-Ebene werden entsprechend offenen Ringnetzstrukturen, wie in Abbildung 4 dargestellt, modelliert. Diese etwas einfache Netzstruktur ist in der Mittelspannungsebene auch in der Praxis üblich. Ebenfalls werden aus historischen Gründen vermaschte Netzstrukturen oft als offene Ringnetze betrieben.

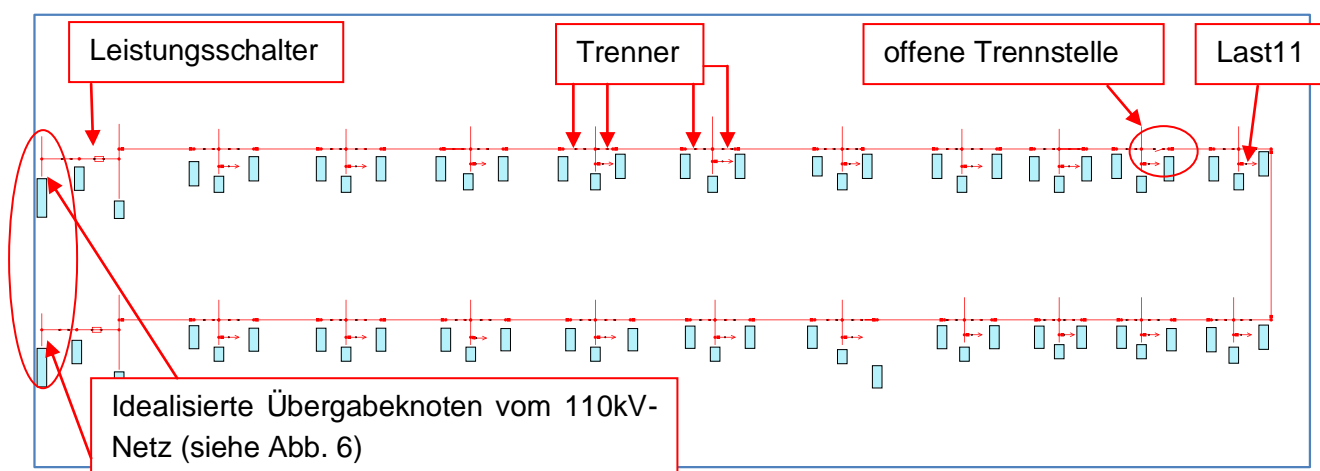


Abbildung 4: Modellringnetz für städtisches Versorgungsgebiet

Bei jedem Übergabeknoten in die Niederspannungsebene befinden sich Eingangs- und Abgangstrenner. Die Leitungen wurden als VPE Kabel, welche unter den zu Verfügung stehenden Kabeltypendaten die geringsten Ausfallhäufigkeiten aufweisen, modelliert.

Die Netzstrukturen in ländlichen Versorgungsgebieten sind in der Praxis neben Faktoren wie zum Beispiel Lastdichte, sehr stark von den geografischen Gegebenheiten abhängig. Als Mittelspannungsmodellnetzstruktur für den ländlichen Bereich, wurde ebenfalls eine offen betriebene Ringnetzstruktur verwendet.

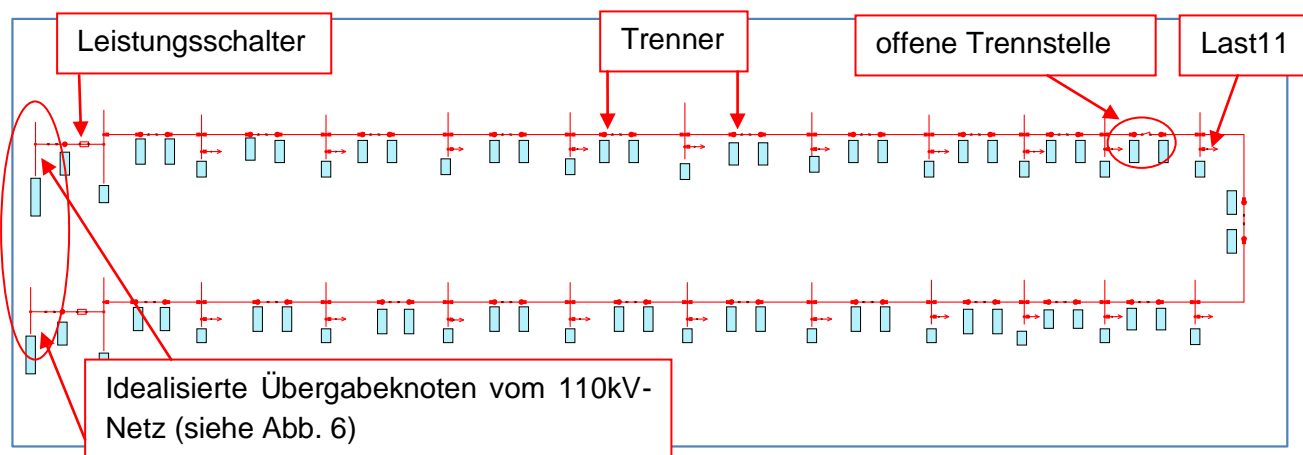


Abbildung 5: Modellringnetz für ländliches Versorgungsgebiet

Die Trennstellen befinden sich in der Mitte zwischen den einzelnen Übergabeknoten in die Niederspannungsebene. Die Leitungen sind als 20 kV-Freileitungen modelliert.

2.1.4 Verwendete 110 kV Modellnetzstrukturen

Für die Simulation der ländlichen- und städtischen Netze wurden zweiseitig gespeiste Modellnetzstrukturen verwendet. In Abbildung 6 dargestellt ist eine (N-1) sichere 110kV-Modellnetzgruppe für den städtischen Bereich.

Um Vergleichsszenarien zu erhalten, wurden neben den (N-1) sicheren Modellnetzgruppen für den ländlichen- und städtischen Bereich auch Netzgruppen mit etwas schlechterer Versorgungsstruktur verwendet.

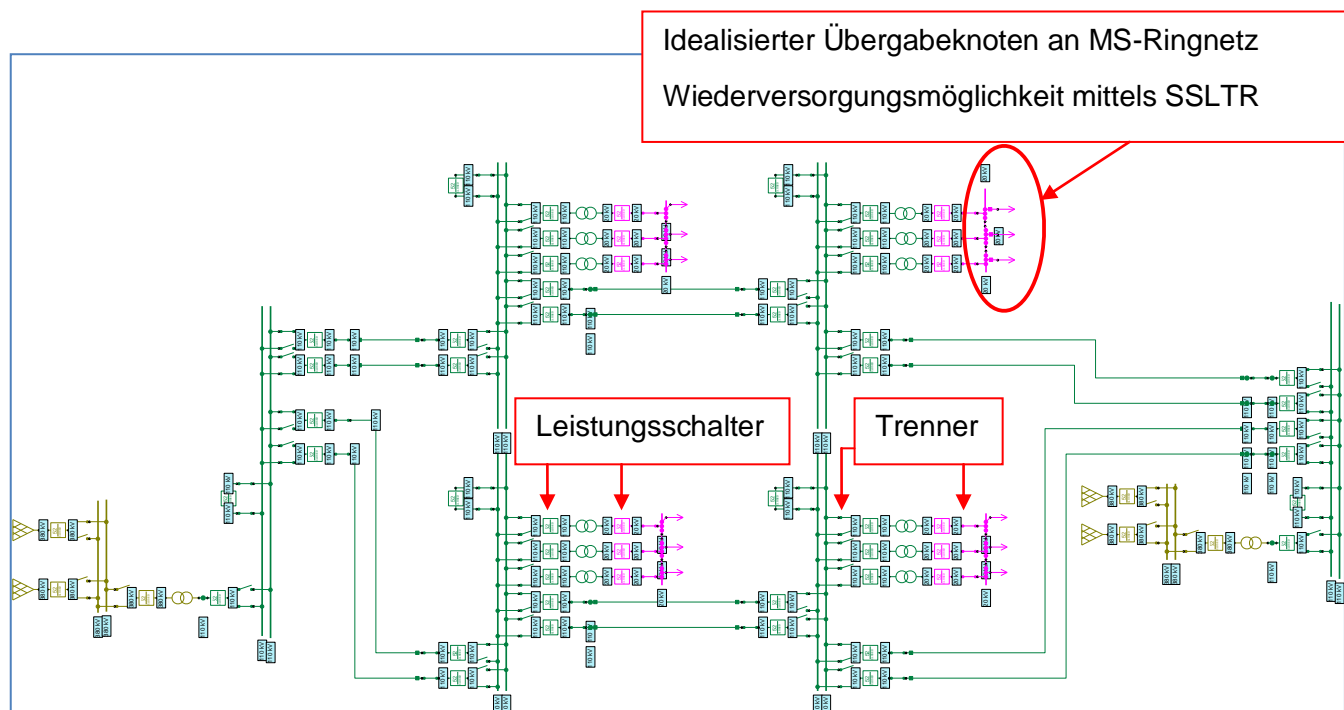


Abbildung 6: (N-1)- sichere 110 kV Modellnetzgruppe für ein städtisches Versorgungsgebiet

2.2 Analyse der Versorgungssicherheit

2.2.1 Zuverlässigkeitskennwerte als Indikatoren für Versorgungssicherheit

Die Bewertung der Versorgungssicherheit aus der Kundensicht, erfolgt mittels Zuverlässigkeitsanalyse. Hierfür wird an jedem MS/NS-Übergabeknoten eine Last entsprechend einer Gleichverteilung der HS/MS-Übergabeleistungen ins NS-Netz modelliert. Diese Lasten erhalten durch die Simulation Zuverlässigkeitskennwerte, wie unter anderem Nichtverfügbarkeit Q [min/a] oder Defizitenergie W [kwh/a]. Diese Kennwerte können als Indikatoren für die strukturelle Versorgungssicherheit an diesem Knoten im Netz herangezogen werden. Die Simulationssoftware erlaubt es, den Anteil jeder einzelnen Netzkomponente an der gesamt Defizitenergie jeder einzelnen Last herauszufiltern. Dies ermöglicht es den Defizitenergie-Anteil der einzelnen Netzebenen (110kV-Netz bis einschließlich 20kV-Sammelschiene und 20kV- Ringnetz) getrennt voneinander zu ermitteln.

2.2.2 Untersuchte Netzkonstellationen

Als Grundszenarien wurden (N-1) sichere 110kV-Netzgruppen (städtischen Bereich siehe Abb. 6) in Kombination mit den Modellringnetzen simuliert.

Als Vergleichszenario wurde ein Fall mit einem nicht „vollständig (N-1)“ sicheren 110kV-Modellnetz gerechnet. Diese besitzen im städtischen Bereich im Vergleich zu dem in Abb. 6 dargestellten Netz, eine Einfachsammschiene in den einzelnen Umspannwerken auf der 110 kV-Ebene und speisen mit 2 anstatt 3 Trafos in die Mittelspannungsebene. Bei dem Vergleichsszenario im ländlichen Modellnetz, befinden sich ebenfalls Einfachsammschienen auf der 110kV-Ebene in den einzelnen 110kV/20kV Umspannwerken.

Das dritte Szenario bildet eine Kombination des (N-1) sicheren 110kV-Netzes mit einem Modellringnetz bei dem eine ferngemeldete Fehleranzeige und fernbedienbare Trennstellen angenommen wurden.

Als Repräsentant der Sichtweise eines Kunden, wird bei der Analyse, sowohl im ländlichen als auch im städtischen Mittelspannungsnetz, Last11 (siehe Abb. 4 und 5) verwendet.

	W _{ges} 20kVRingnetz [MWh/a]	W _{zone1} -Last11 [MWh/a]	W _{zone2} -Last11 [MWh/a]	W _{zone2} /W _{zone1}
Städtisch				
(N-1) 110kV N. mit 20 kV Ringn.	0,745698	0,000583	0,04122	70,70325901
einf. 110kV N. mit 20 kV Ringn.	1,150175	0,025153	0,036878	1,466147179
(N-1) 110kV N. mit fernb. 20 kV Ringn.	0,409144	0,000569	0,020587	36,18101933
Ländlich				
(N-1) 110kV N. mit 20 kV Ringn.	3,411553	0,000764	0,171538	224,526178
einf. 110kV N. mit 20 kV Ringn.	3,417659	0,001071	0,171545	160,1727358
(N-1) 110kV N. mit fernb. 20 kV Ringn.	1,830882	0,000677	0,081856	120,9098966

Tabelle 1: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Als Zone1 definiert sind sämtliche Komponenten im 110kV-Netz bis einschließlich der 20kV-Sammelschiene im Umspannwerk.

Zone2 bilden alle Komponenten von der 20kV-Sammelschiene (Abgangstrenner, Leistungsschalter, Kabel, ...) abwärts bis zu den einzelnen Übergabeknoten ans NS-Netz.

W_{ges} 20kV Ringnetz Gesamtdefizitenergie aller Lasten im Mittelspannungsringnetz

W_{zone1}-Last11 Defizitenergie an Last11 hervorgerufen durch Komponenten in Zone1

W_{zone2}-Last11 Defizitenergie an Last11 hervorgerufen durch Komponenten in Zone2

Aus der rechten Spalte in Tabelle 1 ist ersichtlich, dass in den beiden Grundfällen ((N-1) sicheres 110kV-Netz mit Modellringnetz) der überwiegende Teil der verursachten Defizitenergie für Last11 durch Komponenten in Zone2 hervorgerufen wird. Dies bedeutet aus Kundensicht, dass für einen überwiegenden Teil seiner Defizitenergie bzw. Nichtverfügbarkeit, Komponenten aus Zone2 verantwortlich sind. Im Vergleich dazu, konnte in den 3. Szenarios durch angenommene fernablesbare Kurzschlussanzeiger und fernbedienbare Trennstellen, die Defizitenergie im gesamten MS-Ringnetz deutlich verringert werden.

3 Abschätzung der Risiken von Versorgungsunterbrechungen in unterschiedlichen Netzebenen

3.1 Bewertung des Risikos von Versorgungsunterbrechungen allgemein

Das Risiko von Versorgungsunterbrechungen wird allgemein als mittlerer zu erwartender Schaden mal der Eintrittswahrscheinlichkeit entsprechend folgender Formel definiert.

$$\text{Risiko } R = \text{Schaden } S * \text{Eintrittswahrscheinlichkeit } W$$

bzw. als Kostenfunktion angesetzt:

$$R = k * E_a * H$$

mit	Kosten	k	[€/kWh]
	Ausfallenergie	E_a	[kWh/Ereignis]
	Häufigkeit	H	[1/a]

3.2 Risiken in den Mittelspannungsmodellnetzen

Abschätzung einer fiktiven Mittelspannungsmodellnetzanzahl $n_{G/MS}$ bzw. Skalierung dieser anhand der einzelnen Abgabeleistungen. Andere Ansätze für die Skalierung würden sich auch durch die Relation der Leitungslängen bzw. jene der abgegebenen Jahresarbeit ergeben.

$$n_{G/MS} = P_G / P_{MS}$$

mit	Gesamt HS-Last	P_G	[MW]
	MS-Netzlast	P_{MS}	[MW]

Ausfallenergie im Übertragungsnetz bei einem Blackout Ereignis ergibt sich mit der vereinfachenden Annahme das $P_{ÜN} = P_G$ ist, entsprechend

$$E_{aÜN} = P_{ÜN} * T_{BO}$$

mit	Gesamtlast	$P_{ÜN}$	[MW]
	Dauer – Blackout	T_{BO}	[h]

„Berechnung jener Häufigkeit von Blackout Ereignissen“ bei der gleiches Risiko von Versorgungsunterbrechungen hervorgerufen vom Übertragungsnetz herrscht wie jenes von den auf Gesamtösterreich skalierten Modellmittelspannungsnetzen.

Ansatz

$$R_{MS} = R_{ÜN}$$

$$k_{\text{ÜN}} * E_{\alpha\text{ÜN}} * H_{\text{ÜN}} = n_{\text{G/MS}} * k_{\text{MS}} * E_{\alpha\text{MS}} * H_{\text{MS}}$$

Vereinfacht wurde angenommen, dass die Kosten einer nichtgelieferten kWh hervorgerufen durch Versorgungsunterbrechungen im Mittelspannungsnetz gleich jener im Übertragungsnetz sind, also $k_{\text{ÜN}}=k_{\text{MS}}$. Untersuchungen über eine Quantifizierung von Blackout Kosten sind derzeit im Projekt „BalckÖ.1 - Blackouts in Österreich Teil 1“ am Laufen. Mit der jährlichen Defizitenergie eines Mittelspannungsnetzes entsprechend $E_{\text{ahMS}}=E_{\alpha\text{MS}}*H_{\text{MS}}$ folgt:

$$H_{\text{ÜN}} = n_{\text{G/MS}} * \frac{E_{\text{ahMS}}}{E_{\alpha\text{ÜN}}} * \frac{k_{\text{MS}}}{k_{\text{ÜN}}}$$

3.3 Berechnung der Häufigkeiten für unterschiedliche Modellnetzvarianten

Die Risiken der unterschiedlichen Modellnetzvarianten werden anhand der Verhältnisse der mittleren abgegebenen Leistungen von MS- zu Gesamtnetz, auf eine fiktive Anzahl von Mittelspannungsnetzen hochskaliert. Anhand dieses Risikos, wird die Häufigkeit eines österreichweiten Blackouts ermittelt. Dies geschieht durch die Gleichsetzung des Risikos von Versorgungsunterbrechungen der hochskalierten Modellnetze mit jenem des Übertragungsnetzes.

Als Rahmenbedingungen für die Abschätzung der Risiken bzw. der auftretenden Häufigkeiten wurde eine eher geringere österreichweite mittlere Leistung von 5000 MW und die mittlere Dauer eines Gesamtösterreich erfassenden Blackouts von 7,5 h angenommen. In Tabelle 2 sind die Berechnungsergebnisse für die zwei Grund- und die zwei Vergleichsszenarien zusammengefasst dargestellt.

	Ausfallenergie in ÜN Wdef pro Ereigniss [MWh]	Mittlere MS Leistung [MW]	Defizitenergie MS Ges W=EahMs [MWh/a]	Häufigkeit BO [1/a]	Blackoutereignis [a]
Städtisch					
(N-1) 110kV N. mit 20 kV Ringn.	37500	6	0,746	0,017	60,346
(N-1) 110kV N. mit fernb. 20 kV Ringn.	37500	6	0,409	0,009	109,986
Ländlich					
(N-1) 110kV N. mit 20 kV Ringn.	37500	7,76	3,412	0,059	17,060
(N-1) 110kV N. mit fernb. 20 kV Ringn.	37500	7,76	1,831	0,031	31,788

Tabelle 2: Abschätzung der Risiken von Unterbrechungshäufigkeiten hervorgerufen durch Mittelspannungsnetze und Schlussfolgerungen fürs Übertragungsnetz

4 Schlussfolgerungen

Aus der Sichtweise eines Kunden am MS/NS-Abgang wird ein großer Anteil seiner wahrgenommenen Defizitenergie bzw. Nichtverfügbarkeit durch Ausfälle von Komponenten der für gewöhnlich eher einfach aufgebauten Mittelspannungsnetze verursacht. Bei Vergleichsszenarien mit ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern und fernbedienbaren Trennstellen, wie sie beispielsweise in künftigen Smart Grids Konzepten denkbar wären, konnte eine merkbare Verringerung der Defizitenergie erzielt werden. Obwohl aus Kundensicht der überwiegende Teil der Defizitenergie aus den Mittelspannungsmodellnetzen

stammt, zeigen die unter Punkt 3 durchgeführten Abschätzungen, dass das Risiko, welches von einem österreichweiten Blackoutereignis ausgeht, keinesfalls vernachlässigbar ist. Für den Kunden stellt bei der untersuchten Modellnetzstruktur im städtischen Bereich beispielsweise ein Blackoutereignis in 60 Jahren das gleiche Risiko dar wie Ausfälle hervorgerufen durch die unterlagerten Netze. Im ländlichen Modellnetz, ist die ermittelte Häufigkeit noch größer bzw. genügt bereits ein Großereignis alle 17 Jahre, um das gleiche Risiko darzustellen. Das bedeutet, bei größeren Häufigkeiten in den unterlagerten Netzebenen gegenüber jenen im Übertragungsnetz, dominieren diese. Die ermittelten Größenordnungen der Häufigkeiten der hochskalierten Modellnetzstrukturen zeigen jedoch, dass die Risiken, welche großflächige Stromausfälle darstellen, nicht vernachlässigbar sind.

Literatur

- [1] Statistik Austria, „Bilanz der elektrischen Energie“
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanz/index.html (Bearbeitungsstand 22.11.2010)
- [2] Theil G., Theil M, Theil A.; „Zuverlässigkeitsorientiertes Ranking der Betriebsmittel- (Leistungs-) Wichtigkeit, ein Aspekt der Instandhaltungsplanung“. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien, „Energiesysteme der Zukunft Herausforderungen und Lösungspfade“, TU-Wien 16.-18. Februar 2005,