

International Business Management

Entwicklung eines Analyseinstruments zur Beurteilung der Versorgungssicherheit von EVUs anlässlich des Stromausfalls im westlichen Münsterland



Master-Thesis

im Studiengang „International Business Management“

der Fachhochschule Ravensburg-Weingarten

Dipl.-Ing. (FH) Peter Wiech

geb. am 03. Februar 1966

in Wangen im Allgäu

Erstbetreuer: Prof. Dr.-Ing. Konrad WÖLLHAF

Zweitbetreuer: Prof. Dr. Peter PHILIPPI-BECK

Weingarten, den 11. Mai 2006

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand an der Fachhochschule Ravensburg-Weingarten im Studiengang „International Business Management“ und stellt den Abschluss zum „Master of Business Administration (MBA)“ dar.

Die Master-Thesis befasst sich mit dem Thema „Entwicklung eines Analyseinstruments zur Beurteilung der Versorgungssicherheit von EVUs anlässlich des Stromausfalls im westlichen Münsterland“. Die Anregung für diese Arbeit wurde aus der Vorlesung Computational Engineering / Komponentenmodelle von Prof. Dr.-Ing. K. Wöllhaf und aus dem tagelang andauernden Stromausfall im westlichen Münsterland im Jahre 2005 gewonnen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Konrad Wöllhaf danke ich sehr herzlich für die hilfreiche Betreuung und Unterstützung beim Erstellen dieser Arbeit.

Herrn Prof. Dr. P. Philippi-Beck danke ich für die Übernahme der Zweitbetreuung und für das mir entgegen gebrachte Interesse an dieser Arbeit.

Ein weiterer Dank geht an meine Eltern für die finanzielle Unterstützung im Rahmen meines dreijährigen Studiums an der Hochschule Ravensburg-Weingarten.

Weiterhin gilt mein besonderer persönlicher Dank meiner Frau Karin für ihr Verständnis und ihre Unterstützung, insbesondere während der Endphase dieser Arbeit.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Die Initialzündung - Stromausfall im westlichen Münsterland	2
2.1	Stromausfall im westlichen Münsterland im Jahre 2005.....	2
2.2	Ursache und Wirkung	4
2.2.1	Netzsicherheit der RWE	5
2.2.2	Redundanz in den Stromnetzen der RWE	5
2.3	Die Betroffenen	8
2.4	Investitionsstau durch Liberalisierung der Strommärkte?	11
2.4.1	Subventionen in offenen Netzsektoren	13
2.4.2	Zumutbarkeit der Finanzierung von Versorgungssicherheit.....	16
2.4.3	Statement der RWE	17
2.4.4	Ablauf von Konzessionsverträgen.....	21
2.5	Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungssicherheit.....	26
3	Das Analyseinstrument.....	28
3.1	Begriffsdefinition	28
3.2	Schutz Kritischer Infrastrukturen.....	29
3.2.1	Erläuterungen der Sektoren	29
3.2.2	Bedrohungen und Schäden.....	32
3.3	Arten und Stufen der Versorgungsstörungen	35
3.4	Vertragliche Stromlieferbedingungen	37

3.5	Risikoanalyse und –management.....	39
3.6	Das 2-Zonen-Modell	45
3.6.1	Die Erzeuger	46
3.6.2	Das Übertragungssystem.....	54
3.6.3	Die Endverbraucher	64
3.7	Der Fünf-Phasen-Plan	69
3.7.1	Analyse.....	70
3.7.2	Konzeption	85
3.7.3	Realisierung	91
3.7.4	Betrieb.....	93
3.7.5	Monitoring	95
3.8	Auswertung und abgeleitete Handlungsempfehlungen	98
4	Praxisbeispiele	100
4.1	Realisierung eines Backup-Rechenzentrums.....	100
4.1.1	Analyse: Sicherheitsgerechter IT-Betrieb.....	100
4.1.2	Konzeption, Realisierung und Betrieb des Rechenzentrums.....	104
4.1.3	Monitoring	105
4.2	Ein Haushaltskunde.....	106
4.3	Norddeutsche Affinerie	109
4.4	Knochenbank am LKH Feldkirch	112
5	Zusammenfassung	113

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Freilandleitung mit Eisschicht

Abbildung 2: Eisbelastung im Münsterland

Abbildung 3: Die Situation in Ochtrup

Abbildung 4: Struktur der Versorgungssicherheit im liberalisierten Elektrizitätsmarkt

Abbildung 5: Märkte mit abnehmender Dichte

Abbildung 6: Die Risikokategorien

Abbildung 7: Das Operative Risikomanagement

Abbildung 8: Beziehungen zwischen Eigentümer, Werten, Schwachstellen, Bedrohungen
und Risiken

Abbildung 9: Risikoachse mit den Begrifflichkeiten Sicherheit, Gefahr und Risiko

Abbildung 10: Das 2-Zonen-Modell

Abbildung 11: Der Stromweg im 2-Zonen-Modell

Abbildung 12: Primärenergieverbrauch

Abbildung 13: Entwicklung der Winderzeugung in Deutschland

Abbildung 14: Leistung über die Drehzahl bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten

Abbildung 15: UCTE – Frequenzsynchrone Gebiete in Europa

Abbildung 16: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Stand April 2002

Abbildung 17: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarnländern, Stand 2001

Abbildung 18: Strahlen-, Ring- und Maschennetz

Abbildung 19: Schematische Darstellung eines Ringnetzes

Abbildung 20: Schematische Darstellung eines Maschennetzes

Abbildung 21: TN-S Netzform

Abbildung 22: Der Fünf-Phasen-Plan zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Abbildung 23: Arbeitsschritte der Anforderungsanalyse

Abbildung 24: 20 kV Übertragungsnetz zu 400 V Niederspannungsnetz

Abbildung 25: Singuläre Trasseneinspeisung in Ochtrup

Abbildung 26: 380 kV / 400 kV Mast (oben) mit 110 kV Übertragungsnetz (unten)

Abbildung 27: 110 kV Übertragungsnetz zu 20 kV Übertragungsnetz

Abbildung 28: 380 kV / 400 kV Verbundsystem zu 110 kV Übertragungsnetz

Abbildung 29: Arbeitsschritte der Konzeptionsphase mit (No-Go / Go) Meilenstein

Abbildung 30: Arbeitsschritte der Realisierungsphase

Abbildung 31: Arbeitsschritte des Betriebs mit Migrationsphase

Abbildung 32: Kontinuierliche Verbesserung in der Monitorphase

Abbildung 33: ION Enterprise Datacenter-Overview

Abbildung 34: ION Enterprise Real-Time Monitoring

Abbildung 35: Akzeptanzzyklus unterteilt in fünf Kategorien

Abbildung 36: Istaufnahme: 20 kV-Einspeisung ohne Redundanz (Zone 1)

Abbildung 37: Sollkonzept: 20 kV-Einspeisung mit Redundanz (Zone 1)

Abbildung 38: Realisierung: 400 V-NS-Einspeisung mit Redundanz (Zone 2)

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Volkswirtschaftlicher Schaden je Spannungsebene

Tabelle 2: Ursachen-/Wirkungsbeziehung von Großstörungen

Tabelle 3: Teil der Investitionsanalyse / Ausbaustufe 2

Verzeichnis der Abkürzungen

AG Aktiengesellschaft

Anm. Anmerkung

BGH Bundesgerichtshof

bzgl. bezüglich

bzw. beziehungsweise

CEER Council of European Energy Regulators

d.h. das heißt

DVWG Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e.V.

EnergG Energiegesetz

EnWG Energiewirtschaftsgesetz v. 13.12.1935 (RGBl. I.S. 1451)

EVU Energie-Versorgungs-Unternehmen

FH Fachhochschule

GmbH Gesellschaft mit beschränkter Haftung

IK Informations- und Kommunikationstechnik

KV Konzessionsvertrag

KVP Kontinuierlicher Verbesserungs-Prozess

Mio. Millionen

MS Mittelspannungsnetzes

N Neutral-Leiter

NS	Niederspannungsnetz
NSV	Niederspannungsverteiler
PE	Protected Earth-Leiter
RGBl.	Reichsgesetzblatt
sog.	sogenannte
u.a.	unter anderem
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
usw.	und so weiter
u.U.	unter Umständen
UW	Umspannwerk
vgl.	vergleiche
z.B.	zum Beispiel
ZEP	Zentraler Erdungs-Punkt

1 Einleitung

Die Beurteilung der Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung rückt sowohl aus Sicht der Energie-Versorgungs-Unternehmen (EVUs) als auch vieler Industriekunden immer mehr in den Blickpunkt des Interesses¹. Im liberalisierten Markt, in dem Energie bzw. Strom als Produkt frei gehandelt wird, zeichnet sich ein Energieliefervertrag neben der Quantität des Energiebezuges auch durch die Qualität der Energieversorgung aus².

In diesem Zusammenhang wird oft von einer lückenlosen und flächendeckenden Versorgung über 99,9% gesprochen. Diese Aussage ist irreführend. Denn obgleich in den meisten europäischen Ländern eine flächendeckende Versorgung gewährleistet werden kann, gibt es eine garantierte lückenlose und unterbrechungsfreie Versorgung hingegen bei keinem Energie-Versorgungs-Unternehmen (EVU).

Die vorliegende Master-Thesis beschreibt ein Analyseinstrument, welches es erlaubt, die Versorgungssicherheit von EVUs zu beurteilen. Sie dient Institutionen aus der freien Wirtschaft, aus der kommunalen Verwaltung, aus dem Mittelstand und aus privaten Haushalten dazu, ihre möglichen Risiken zu erkennen und notwendige Sicherheits-Implementierungen zu treffen.

Die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen wurden in leicht vermittelbarer Form aufbereitet, sodass sie allgemeine Gültigkeit erlangen und auf ein breites Klientel Anwendung finden können.

Praxisnahe Beispiele verdeutlichen die Umsetzung dieser Handlungsempfehlungen. So wird u.a. die Beurteilung der elektrischen Versorgungssicherheit eines Backup-Rechenzentrums vorgestellt.

¹ Bollen, M. H. J., Understanding Power Quality Problems, New York, IEEE Press, 2000

² Wrede H., Lehrstuhl für Elektrische Energietechnik und Leistungselektronik, Ruhr-Universität Bochum

2 Die Initialzündung - Stromausfall im westlichen Münsterland

Elektrische Energie wird in unseren Industrieländern fast täglich von jedem Bürger in irgend einer Anwendungsform in Anspruch genommen. Sei es zum Telefonieren, als Beleuchtung für unsere Wohnungen und Büros, für den Betrieb unserer PCs und unserer Kassenanlagen, für unsere Heizungsanlagen, zur Produktion und Verteilung unserer Wirtschaftsgüter bis hin zur Steuerung von Ampelanlagen. Diese Aufzählung lässt sich fast endlos fortsetzen. Wir gehen davon aus, dass uns elektrische Energie Tag für Tag ohne Unterbrechung zur Verfügung steht.

Das dies auch anders sein kann, zeigte uns der tagelang andauernde Stromausfall im westlichen Münsterland.

2.1 Stromausfall im westlichen Münsterland im Jahre 2005



Abbildung 1: Freilandleitung mit Eisschicht

Der Eissturm – ein Jahrhundertereignis?

Am 25. November 2005 wurden Teile des Münsterlands von der Stromversorgung abgeschnitten: Ein dicker Eispanser, der sich um die Leitungsseile legte, hatte 82 Strommasten einknicken lassen. Zahlreiche Kunden des EVUs wurden dadurch Opfer einer Wetterkatastrophe, wie sie nur einmal in 100 Jahren zu erwarten³ ist.

³ Laut Statistischem Bundesamt www.destatis.de/themen/d

Im Münsterland knickten Masten aus Holz, Beton und Metall gleichermaßen. Masten verschiedenen Alters waren betroffen, die jüngsten sind in den 90er-Jahren aufgestellt worden. Die Dokumentation der Wartungsarbeiten des zuständigen EVU zeigt, dass an den betroffenen Masten die letzten Inspektionen erst in den Jahren 2002 bis 2004 stattgefunden hatten. Die Schäden an Strommasten sind nach heutiger Erkenntnis auf die extreme Wettersituation zurückzuführen, die nach Einschätzung von Meteorologen ein Jahrhundertereignis war.

2.2 Ursache und Wirkung

Die dicken Eiskrusten um die Leitungen konnten sich nur aufgrund einer seltenen Wetter-Konstellation bilden: Es hatte anhaltend und für die Region ungewöhnlich stark geschneit. Zusätzlich trieb der Wind den Schnee mit Windstärke 8 über das Münsterland. Bei Temperaturen um den Gefrierpunkt entstand Nassschnee, der besonders gut an den Leitungen haftete. Der Eispanzer wurde immer dicker – letzten Endes zogen bis zu 18,9 Kilo zusätzliches Gewicht pro Leitungs-Meter.



Abbildung 2: Eisbelastung im Münsterland

Selbst in alpinen Regionen mit starkem Schneefall sind die Masten gemäß VDE-Norm so ausgelegt, dass sie im äußersten Fall nur 2,8 Kilo zusätzliches Gewicht pro Leitungsmeter tragen können.

2.2.1 Netzsicherheit der RWE

Ein zentrales Anliegen für alle Stromversorger ist die Netzsicherheit. Um diese zu gewährleisten, investiert das zuständige EVU (hier: RWE) kontinuierlich in die Inspektion und Wartung des Netzes. Dazu gehören jährliche Kontrollflüge und Inspektionen bei Leitungsbegehungen, als auch die regelmäßige Besteigung der Masten. Treten dabei Auffälligkeiten auf, werden sofort Maßnahmen eingeleitet, beispielsweise eine Erneuerung des Korrosionsschutzes.

Masten, die vor 1970 errichtet wurden, wurden bereits im Jahr 2000 in ein Sanierungskonzept aufgenommen. Die Umsetzung des Konzeptes startete ein Jahr später und wird 2015 beendet sein. Die Masten werden sukzessive saniert oder ersetzt. Dazu sind teils Netzabschaltungen nötig, die nicht flächendeckend erfolgen können – deshalb können nicht alle älteren Masten mit einem Mal saniert oder ersetzt werden.

2.2.2 Redundanz in den Stromnetzen der RWE

Eines der wichtigsten Prinzipien für sichere Netze ist "Redundanz" – also „Überreichlichkeit“, wie das Wörterbuch erklärt. Geht es um die Sicherheit von Hochspannungs-Stromnetzen, so bedeutet "Redundanz" konkret: Fällt eine Verbindung aus, gibt es mindestens einen zweiten Weg, über den die Anbindung sichergestellt werden kann.

Techniker drücken das gern mit der Formel n minus 1 aus ($n-1$): Die Zahl der möglichen Versorgungswege, also n , sollte um mindestens einen verringert werden können, ohne dass die Versorgung ganz unterbrochen wird.

Dieses Prinzip gilt natürlich auch für die Hochspannungs-Verbindungen der RWE. Daher hängen üblicherweise zu beiden Seiten der Masten insgesamt sechs Leitungen – je drei stellen gemeinsam einen Stromkreis her. Fällt einer der Stromkreise aus, so kann der andere weiterhin die Versorgung übernehmen.

Ein gutes Beispiel dafür, wie das Prinzip umgesetzt wird, ist die Ortschaft Ochtrup. Dort ist die Anbindung nach dem ($n-1$)-Prinzip gesichert. Dies bedeutet, dass sich der Ort auf zwei verschiedene Wege anbinden lässt (siehe Abb. 3). Somit wäre es kein Problem, wenn ein Weg ausfallen würde. Von Südosten wie von Nordwesten führen Hochspannungsleitungen

mit je zwei Stromkreisen Richtung Ochtrup; kurz vor der Ortschaft zweigen sie vereint⁴ ab und transportieren auf diesem Weg den Strom in die Stadt. Eine aussergewöhnlich schwere Eislast und Orkanböen ließen bei der Unwetter-Katastrophe im November 2005 jedoch in **beiden** Richtungen Masten knicken. Alle vier Anbindungsmöglichkeiten wurden also unterbrochen. Trotz Redundanz bleibt also ein sehr geringes Versorgungsrisiko. Aufgabe der RWE ist es, dieses Versorgungsrisiko für eine dauerhaft sichere Versorgung zu minimieren.

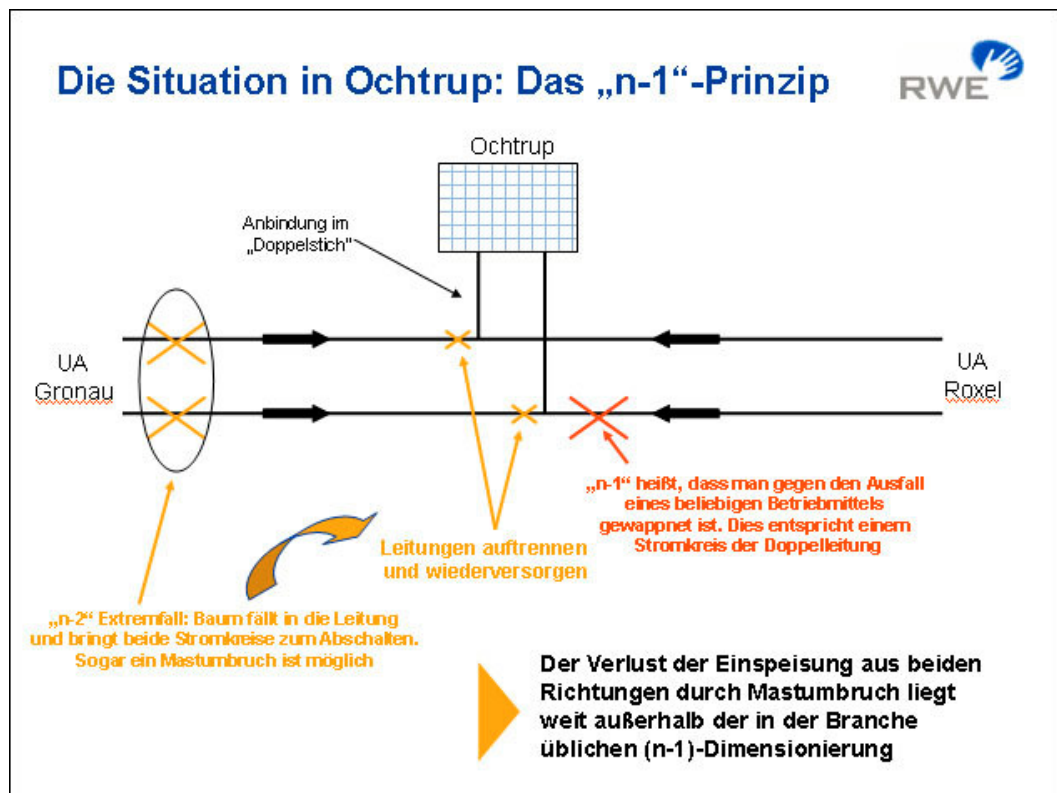


Abbildung 3: Die Situation in Ochtrup⁵

Die hierbei genannten Sicherheitsvorkehrungen nach dem „n-1“-Prinzip sind in der Energiewirtschaft und bei den EVUs (hier RWE) gängige Praxis für die Höchstspannungsebene im Verbund- und Übertragungsnetz (siehe hierzu Kapitel: Das 2-Zonen-Modell). Die Aussage seitens RWE, dass der Verlust der Einspeisung aus beiden

⁴ Dieser Sachverhalt wird in den folgenden Kapiteln genau zu überprüfen sein.

⁵ Quelle: RWE Deutschland

Richtungen durch Mastumbruch weit ausserhalb des Üblichen liegt, mag wohl richtig sein – daraus leitet sich jedoch ab, dass eben gerade auch diese speziellen Fälle genau betrachtet und analysiert werden müssen. Bei der Darstellung des in dieser Arbeit beschriebenen Analyseinstruments, werden die für eine hohe Versorgungssicherheit notwendigen Maßnahmen erörtert. Um eine von diesen Maßnahmen an dieser Stelle schon zu nennen: Die Einspeisungen müssen gänzlich auf getrennten physikalischen Wegen erfolgen und dürfen sich an keinem Punkt der Zuleitungswege kreuzen. Eventuell müssen ringförmige Versorgungsstrukturen zum Einsatz kommen.

2.3 Die Betroffenen

Verdorbenes Essen in abgetauten Tiefkühltruhen, Überspannungsschäden an Elektrogeräten, ausgefallene Trockenpumpen, die Keller feucht werden ließen und Heizungsanlagen, die über Tage hinweg keine Wärme zu Verfügung stellen konnten, waren die Folge des Stromausfalles. Die Wetterkatastrophe im Münsterland hat viele getroffen - einige jedoch ganz besonders hart.

Die Störungskosten aus Sicht der betroffenen Stromkunden sind individuell verschieden und hängen sehr stark von dem Zeitpunkt und der Dauer der Störung ab. Eine Auswahl der Störungskosten aus Sicht der betroffenen Kunden sind:

- Arbeitszeitausfall
- Produktionsausfall
- Kosten für Wiederanlauf oder Reparatur von Anlagen / Geräten
- Entschädigungszahlungen an Auftraggeber
- Ausfall im Handel / Gewerbe / Privathaushalten
- Ausfall von Dienstleistungen

Die Kosten der nicht gelieferten Energie können daher nur ungenau beziffert werden. Der mittlere volkswirtschaftliche Schaden je nicht gelieferte kWh kann grob geschätzt werden und liegt im Bereich von 5 bis 20 Euro. Als Mittelwert in unserem Nachbarland Österreich, kann ein volkswirtschaftlicher Schaden von 8 Euro je nicht gelieferte kWh angesetzt werden⁶. Die folgende Tabelle beziffert den volkswirtschaftlichen Schaden je Spannungsebene:

⁶ Brauner, Günther, Univ.-Prof., TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

Sicherheit	Spannung	ausgefallene Leistung	Betroffene Kunden	Schaden je Stunde
n-1	380 kV	5.000 MW	7 Mio.	40 Mio. €
n-1	110 kV	250 MW	350.000	2 Mio. €
keine	10-30 kV	20 MW	40.000	0,16 Mio. €
keine	0,3 kV	0,3 MW	300	2.400 €

Tabelle 1: Volkswirtschaftlicher Schaden je Spannungsebene

Das wirtschaftliche Risiko ist definiert aus der Häufigkeit (h) des mittleren jährlichen Auftretens und der mittleren Höhe des volkswirtschaftlichen Gesamtschadens (W):

$$R = h * W$$

Wie die oben stehende Tabelle 1 zeigt, bedeutet ein Ausfall des Übertragungsnetzes mit ca. 7 Mio. Kunden Schadenskosten von etwa 40 Mio. Euro je Stunde. In der 110-kV-Ebene hat jede Netzgruppe etwa 350.000 Kunden. Hier ist der volkswirtschaftliche Schaden immer noch 2 Mio. Euro pro Stunde. Die beiden ersten Ebenen sind aufgrund der großen Anzahl betroffener Kunden mit hoher Versorgungssicherheit nach einem (n-1)-Prinzip ausgestattet. Das (n-1)-Prinzip sorgt aber nicht immer für eine Versorgungssicherheit ohne mögliche Unterbrechung der Energieversorgung, wie das hier beschriebene Beispiel im westlichen Münsterland zeigt.

Die Störung im Münsterland (Bundesrepublik Deutschland) reiht sich in eine Liste weiterer Störfälle ein. Die folgende Tabelle zeigt die Ursachen-/Wirkungsbeziehung der Großstörungen im Jahre 2003:

Ort	Datum 2003	Störungsentwicklung Dauer	Störungs- ursache	Störungs- art	Betroffene Kunden
USA/Canada	14.8.	4 h / 16 h	A+	Voltage-Collapse	55 Mio.
Österreich	27.8.	5 min. / -	A+	Voltage-Collapse	k.A.
London	28.8.	sofort / 1 h	Montagefehler	Abschaltung	0,4 Mio.
Dänemark	23.9.	sofort / 8 h	Schaltfehler	Abschaltung	3,5 Mio.
Italien	29.9.	25 min / 7 h	A+	Voltage-Collapse	57 Mio.

Tabelle 2: Ursachen-/Wirkungsbeziehung von Großstörungen

Schnelle Hilfe zählt

Für Menschen, die durch die Stromausfälle in Notlage gerieten, richtete das zuständige EVU (hier: RWE) rasch einen Hilfsfonds ein, welcher eine möglichst schnelle Hilfe ermöglichte:

„Mit Bekanntwerden der Katastrophe stellte RWE ein Krisenteam zusammen. Dieses leitete sofort Aufräumarbeiten ein und beschaffte Notstromaggregate aus der ganzen Republik, um an einigen Punkten trotz unterbrochener Leitungen eine Energieversorgung möglich zu machen. Bis zu 750 Mitarbeiter waren zur Soforthilfe vor Ort, sie arbeiteten Tag und Nacht, um die beschädigten Leitungen zu reparieren. Binnen zwei Stunden nach Alarmierung durch den Krisenstab war eine Hotline geschaltet, die aktuell informierte. Ein freiwilliger Nothilfefonds der RWE linderte die Not bei besonders stark Betroffenen, erste Zahlungen sind bereits erfolgt.

Alle betroffenen Haushalte wurden so schnell wie möglich ans Netz angeschlossen, teils durch Provisorien. In den darauf folgenden Wochen und Monaten wurden diese Provisorien ersetzt und die Schäden am Netz mit neuen Masten und Leitungen ausgebessert.“

Diese schnelle Hilfe linderte zwar die momentane Not der Menschen und ermöglichte eine möglichst schnelle Wiederherstellung der Ausgangssituation. Sie führte jedoch mittel- und langfristig nicht zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit der betroffenen Gebiete.

2.4 Investitionsstau durch Liberalisierung der Strommärkte?

Der Begriff *Versorgungssicherheit* umfasst eine breite Themengruppe, wie: Netzinfrastuktur- und Erzeugungsinvestitionen, Instandhaltung, Betrieb sowie Planung. Er ist stark mit den Begriffen Versorgungsqualität bzw. Versorgungszuverlässigkeit verknüpft⁷. Mit der Öffnung der Elektrizitätsmärkte und verstärkter Forderung nach wirtschaftlichen und marktkonformen Veränderungen im Energiesektor bleibt die Versorgungssicherheit nicht nur der zentrale Punkt der Elektrizitätswirtschaft, sondern wird als wesentliche Voraussetzung für das Funktionieren des Marktes gesehen und von allen Beteiligten so bewertet. CEER, der Rat der europäischen Energieregulatoren definiert Versorgungssicherheit wie folgt:

„Versorgungssicherheit bedeutet, dass die Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie beziehen können, zum Zeitpunkt, wann sie diese benötigen, mit definierter Qualität und zu transparenten Preisen“.

Im Gegensatz zur früheren monopolistischen Form der Energiewirtschaft entstand im Zuge der Liberalisierung eine weit komplexere Struktur mit unterschiedlichen Geschäftsfeldern und Interessen, wie die folgende Abbildung 4 verdeutlicht:

⁷ Boltz, Walter, Dipl.-Ing., Geschäftsführer der E-Control, Zukunftsforum Österreich, Sommer 2004, Energiesymposium mit dem Titel „Versorgungssicherheit – Versorgungsethik“

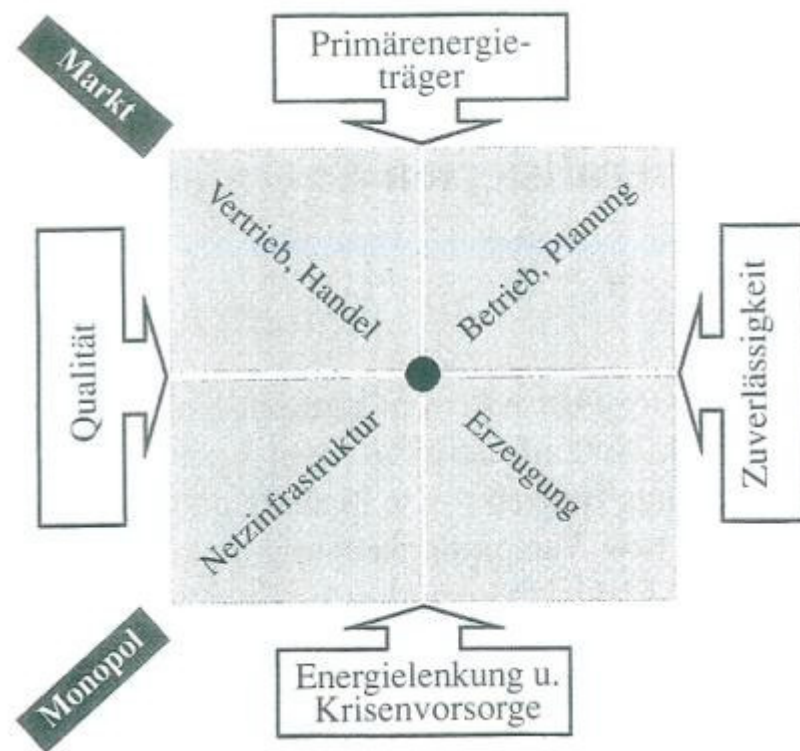


Abbildung 4: Struktur der Versorgungssicherheit im liberalisierten Elektrizitätsmarkt

Die Herausforderungen und Regulierungsansätze für die Versorgungssicherheit und -qualität im liberalisierten Elektrizitätsmarkt, konzentrieren sich auf folgende Bereiche:

- Primärenergieträger
- Erzeugung
- Netzinfrastruktur, Investitionen und Entflechtung
- Netzbetrieb und Betriebssicherheit
- Versorgungszuverlässigkeit und Qualität.

2.4.1 Subventionen in offenen Netzsektoren

Durch die Liberalisierung der Strommärkte wurden auch die Netzsektoren geöffnet, um eine allgemeine Zugänglichkeit des Verteilnetzes zu erreichen. In der Elektrizitätswirtschaft ist die Dimensionierung sowohl der Verteil- und Übertragungsnetze als auch der Erzeugungskapazität der Kraftwerke mit erheblichem Kapitaleinsatz verbunden. Dieser Kapitaleinsatz ermöglicht es dem Markt nicht, eine unbegrenzte Vielfalt an Produkten bzw. Produktqualitäten bereitzustellen. Am unteren Ende der Leistungsskala bedeutet dies, dass gewisse Produkte bzw. Produktqualitäten überhaupt nicht angeboten werden. Aus der Perspektive der Gemeinschaftslehre und der Public-Utility-Theorie stößt man hier auf das Kernproblem der Universaldienstkonzeption⁸. Ein Universaldienstleister hat die Verpflichtung eines Netzbetreibers, bestimmte Leistungen bzgl. der elektrischen Energieversorgung im gesamten von der Verpflichtung abgedeckten Gebiet bereitzustellen. Das Netz an Anschlussstellen etc. ist also bis an die Grenzen des Versorgungsgebietes auszudehnen. Dies erfordert insbesondere:

- allgemeine Zugänglichkeit des Netzes,
- tragbare Preise, im allgemeinen Einheitspreise,
- gute Qualität.

Probleme wirft der in einem Universaldienst häufig geforderte Einheitspreis auf. Dies hat technologische Gründe. Netzdienstleister werden in der Regel unter ausgesprochenen Dichtevorteilen produzieren. Die Kosten der Bereitstellung sind umso geringer, je näher die Nutzer beieinander liegen. Umgekehrt nehmen diese Kosten mit abnehmender Dichte zu, d.h. es ist insbesondere in der Peripherie eines Raumes mit höheren Grenzkosten (genauer: durchschnittlichen Zusatzkosten DZK) zu rechnen als im Zentrum. Die Bereitstellungspreise werden daher vom Zentrum Z aus gegen die Peripherie hin zunehmen (vgl. Abb. 5)

⁸ Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e.V., Knieps Günter, Prof. Dr., Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg

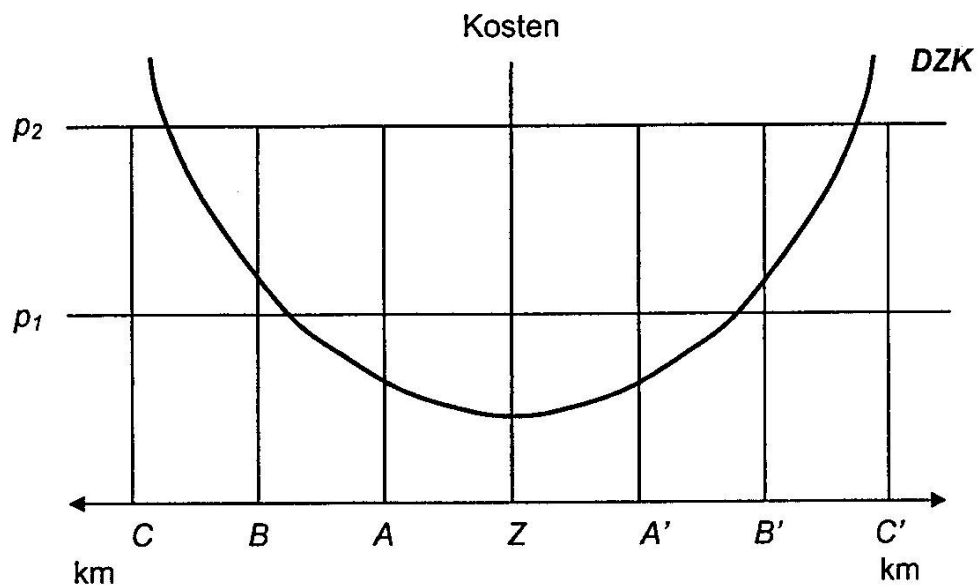


Abbildung 5: Märkte mit abnehmender Dichte⁹

Ein im Gesamtsystem kostendeckender Einheitspreis P_1 – wie vielfach gefordert ein „tragbarer Preis“ – wäre daher nicht stabil. Er würde im gewinnbringenden Teil großer Nutzerkonzentration von ‚Rosinenpickerunternehmen‘ unterlaufen. Ebenso wenig wäre ein höherer Preis P_2 , der Kostendeckung auch in der Peripherie brächte, stabil. Nur bei Preisdifferenzierung¹⁰ im Raum, d.h. bei höheren Preisen in der Peripherie als im Zentrum, wäre ein stabiles flächendeckendes Angebot möglich.

Einheitspreise wie P_1 und P_2 beinhalten jedoch eine interne Subventionierung. Die Nutzergruppen zwischen Z und A, bzw. zwischen Z und A' könnten sich

⁹ Knieps, Blankart, 1994, S. 241

¹⁰ Ein bei Z kostendeckender Preis könnte demgegenüber nicht unterlaufen werden, aber er ließe sich nicht aufrechterhalten, weil er in den Randregionen nicht kostendeckend wäre.

verselbstständigen und die Dienstleistung für sich selbst preisgünstiger bereitstellen. Daher sind diese Preise bei freiem Marktzutritt nicht aufrecht zu erhalten.¹¹

Ebenso wenig wie diese einfache interne Subventionierung ist eine produktübergreifende interne Subventionierung aufrechtzuerhalten, bei welcher die Gewinne aus profitablen Diensten dazu verwendet werden, um andere Dienste (sei es flächendeckend oder auch nur in den Randregionen) zu subventionieren. Auch diese Form der internen Subventionierung ist im Wettbewerb nicht stabil. Sie rufen ‚Rosinenpicker‘ auf den Plan, welche die bestehende interne Subventionierung zerstören.

Gleichermaßen kann auch die Bereitstellung von defizitären Leistungen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit nicht durch interne Subventionierung finanziert werden. So haben etwa Industriekunden beim Bezug von elektrischer Energie nur Anreize, zu bestimmten Zeiten auf unterbrechbare Verträge einzutreten, wenn sie im Gegenzug niedrigere Tarife angeboten bekommen.

Prof. Dr. G. Knieps vom Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik in Freiburg beschreibt diesen Sachverhalt wie folgt: *„...die Diversifizierung des Zugangs zu unterschiedlichen Versorgungsquellen ist genuine Aufgabe des Handels und kann durch den simultanen Einsatz unterschiedlicher Instrumente (langfristige Verträge, Spotmärkte etc.) auch ohne staatliche Subventionierung realisiert werden.“*

Zusätzlich stellt sich die Frage nach der Dimensionierung der Netzkapazitäten. Wenn die öffentliche Hand der Auffassung wäre, dass die vorhandene Netzinfrastruktur keine hinreichende Versorgungssicherheit gewährleistet, müsste sie einen zusätzlichen Netzausbau über einen öffentlichen Ausschreibungswettbewerb organisieren, wobei gleichzeitig das Finanzierungsproblem gelöst werden müsste. Solange Unternehmen das Risiko von zusätzlichen Infrastrukturinvestitionen voll übernehmen müssen, dürfen sie nicht gezwungen werden, zusätzliche Investitionen zu tätigen.

¹¹ Zum Konzept der internen Subventionierung vgl. Faulhaber, 1975 und Knieps, 1987

Dies bedeutet für den Endverbraucher, dass er in der Regel mit der bestehenden Infrastruktur beliefert wird und dass keine zusätzlichen Redundanzen seitens der EVUs in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden.

2.4.2 Zumutbarkeit der Finanzierung von Versorgungssicherheit

Martin Bullinger beschreibt die Zumutbarkeit der Finanzierung anlässlich des 37. Verkehrswissenschaftlichen Seminars am 30. 09. 2004 in Freiburg im Breisgau mit folgenden Worten:

„Entscheidend ist, welches Maß an „Störungsvorsorge“ von einem EVU erwartet und verlangt werden kann (finanzielle Zumutbarkeit der Vorsorge). Dabei ist die Hauptfrage, auf welche Weise diese Vorsorge finanziert werden kann:

- *Im freien Wettbewerb gehören die Vorsorgungsaufwendungen zu den Kosten, die auf das unbedingt erforderliche Minimum gedrückt werden, um Preise und Gewinn zu optimieren.
Durch die Regulierung lassen sich darüber hinaus Vorsorgeanforderungen stellen, soweit der Wettbewerb einen entsprechenden Finanzierungsspielraum belässt.*
- *Bei nicht dem Wettbewerb ausgesetzter Monopol- oder Oligopolversorgung¹² unter staatlicher Preiskontrolle kann die staatliche Genehmigung von Preiserhöhungen bzw. Preisentscheidungen ausdrücklich oder sinngemäß davon abhängig gemacht werden, dass über das Normalmaß hinaus Vorsorge für Störungen geschaffen wird.*
- *Soweit eine für marktmäßig operierende Versorgungsunternehmen unzumutbare Sicherung der Vorsorge politisch für erforderlich angesehen wird, wird sie zur öffentlichen Aufgabe, deren Finanzierung aus öffentlichen Mitteln in Betracht zu ziehen ist.“*

¹² Oligopol: Marktform, bei der wenige Anbieter vielen kleinen Nachfragern auf einem Markt gegenüberstehen und jeder Anbieter einen erheblichen Teil des gesamten Angebots deckt.

Demnach stellt sich die Frage, in welcher Form und in welchem Umfang Störungsvorsorge getroffen wird. Das EVU wird sich zum einen in den gesetzlich vorgeschriebenen Schranken bewegen. Zum anderen wird es eine gewisse Störungsvorsorge aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten betreiben. Ob diese Vorsorgeregelungen jedoch zu einer für den Kunden akzeptierbaren Versorgungssicherheit führen, ist im Einzelfall zu betrachten und zu analysieren.

2.4.3 Statement der RWE

Von dem betreibenden EVU (hier: RWE) wird in verschiedenen Quellen behauptet, dass das von ihm betriebene Hochspannungsnetz sicher sei. Das EVU beschreibt in den beiden folgenden Abschnitten das vorsorgliche Instandhaltekonzept zur Mastsicherheit und nimmt Stellung zur Kritik nach den Stromausfällen im Münsterland. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass sich die Investitionen nicht nur auf die Mastsicherheit, deren Wartung, Instandhaltung und Überprüfung der altersbedingten Materials-Elastizität beziehen darf. Vielmehr stellt sich neben der Frage der Erneuerung der Netzinfrastruktur die Frage nach deren Neugestaltung.

Der Spiegel berichtet in seiner Ausgabe vom 5. Dezember 2005, RWE habe ein durch einen unabhängigen Gutachter zertifiziertes nachhaltiges Konzept für die vorbeugende Instandhaltung von Hoch- und Höchstspannungsstrommasten der früheren RWE Net, bei denen der sogenannte Thomasstahl verwendet wurde, beschlossen.

Die RWE gibt hierzu folgende Stellungnahme ab:

„... hierfür wurden vor Jahren bereits insgesamt 550 Mio. Euro zur Verfügung gestellt. In die deutschen Stromnetze von RWE fließen jährlich rund 2 Mrd. Euro.

Der in die Diskussion geratene, sogenannte Thomasstahl, der bis 1967 in allen Stahlkonstruktionen der westlichen Industriestaaten verwendet wurde, kann durch das damalige Produktionsverfahren eine potentielle Versprödungstendenz aufweisen. Laborversuche haben gezeigt, dass sich die Bruchfestigkeiten gegenüber den rechnerisch ermittelten Werten auf bis zu 60 Prozent reduzieren kann.

Vor dem Hintergrund dieses möglichen Risikos hat RWE¹³ bereits vor Jahren alle Masten der Hoch- und Höchstspannung der früheren RWE Net aus den sechziger Jahren und älter einzeln einer optischen Kontrolle unterzogen. Aus der Intensiv-Inspektion der Masten durch Besteigung ergaben sich keinerlei Hinweise auf flächendeckende Sicherheitsmängel, zum Beispiel durch einen sogenannten Sprödbbruch, die wiederum auf einen, wie der Spiegel behauptet, gravierenden Sicherheitsmangel schließen ließe. Erkennbare Mängel wurden ausserdem sofort behoben.

Unabhängig davon, dass Thomasstahlmasten eine tatsächliche Versprödungstendenz heute oder zukünftig aufweisen könnten, sieht das vorbeugende Instandhaltungskonzept von RWE vor, dass vorsorglich alle Hoch- und Höchstspannungsmasten aus Thomasstahl, die beispielsweise in der Nähe von jedweden Bebauungsgebieten oder an Kreuzungen von Verkehrswegen stehen, vorbeugend saniert oder ausgetauscht werden sollen. Insgesamt handelt es sich hier um 2900 Masten der Kategorie 1, von denen bereits bis heute rund 70 Prozent saniert oder ausgetauscht wurden. Im kommenden Jahr wird das Programm für alle Masten der Kategorie 1 abgeschlossen sein.

Insgesamt wurden von den rund 42.000 Hoch- und Höchstspannungsmasten der früheren RWE Net rund 28.000 Masten aus Thomasstahl hergestellt. Die Masten, die nicht in die Kategorie 1 eingestuft wurden, sollen bis 2015 vorsorglich saniert oder ausgetauscht werden. Dabei ist der hierfür veranschlagte Zeitraum durch keinerlei finanzielle Restriktionen oder andere wirtschaftlichen Überlegungen begrenzt. Das Sanierungskonzept wurde unter Einschaltung eines externen Gutachters bereits vor mehreren Jahren entwickelt. Zeitbestimmende Faktoren sind vielmehr die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und die Dauer von Genehmigungsverfahren.“

Sicherheitsmängel in den Verbund- und Übertragungsnetzen sind nicht nur auf Materialermüdungen der Masten zurück zu führen. Vielmehr sind weiterführende

¹³ Quelle: RWE Deutschland www.rwe.com

Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit gefordert. Bei den oben genannten Statements wird der Focus primär auf die Masten und den in ihnen verbauten Thomasstahl gelegt. Ebenso befasst sich die folgende Stellungnahme der RWE fast ausschließlich mit der Betrachtung der Erneuerung von Masten und der Wartung und Instandhaltung von Leitungswegen.

Die RWE nimmt Stellung zur Kritik nach den Stromausfällen im Münsterland:

„Nach den unwetterbedingten Stromausfällen im Münsterland wird derzeit behauptet:

- *RWE habe seine Sorgfaltspflichten bei Wartung und Instandhaltung der Leitungen vernachlässigt.*
- *Es sei nicht in ausreichendem Maße in die Erneuerung der Netzinfrastruktur investiert worden.*
- *Insbesondere müsse sich RWE Versäumnisse beim Einsatz von Masten anlasten lassen, die aufgrund mangelhafter Qualität des beim Bau verwendeten Stahls altersbedingt an Elastizität verloren hätten.*

Deshalb stellen wir dazu folgendes fest:

1. *Den besonderen Belastungen einzelner Leitungen durch die Naturkatastrophe im Münsterland hätten keine der in Mitteleuropa verwendeten Masten neuester Bauart Stand gehalten. Die nach den gültigen Normen vorgesehenen Belastungsgrenzen wurden durch die kumulative Einwirkung von Nassschnee, Eis und Sturm um mindestens das 15fache überschritten. Dadurch wurden die zu erfüllenden Werte der gültigen Norm VDE 0210 (Zone 1) deutlich überschritten, die für das westliche Münsterland maßgebend ist. Der Eisbelag war zwischen 6 und 8 cm dick. Dadurch wurden neue und alte, stählerne und betongefertigte Masten beschädigt oder zerstört. Schuldzuweisungen an RWE in diesem Zusammenhang sind nicht sachgerecht. Dennoch hat RWE einen unabhängigen Gutachter mit einer objektiven und*

sachorientierten Analyse des Geschehens beauftragt. Diese Ergebnisse werden wir so schnell wie möglich der Bundesnetzagentur zur Verfügung stellen.

- 2.. Die RWE-Netzinfrastuktur ist durchweg - auch in den von der Naturkatastrophe betroffenen Regionen - auf die Vorschriften und die spezifischen Anforderungen typischer und behördlich festgestellter Anforderungen (Wind- und Schneefallzone bspw.) hin ausgelegt. Die Wartung und Instandhaltung sämtlicher Netze, Masten und Leitungen erfolgt bei RWE nach den gültigen Normen. Dieses Wartungs- und Instandhaltungsprogramm umfasst regelmäßige Inspektionen. Dazu werden Leitungen jährlich überprüft, auch per Hubschrauber. Strommasten werden in festen Abständen kontrolliert. Dabei festgestellte Schäden werden unverzüglich beseitigt.
3. In die deutschen Stromnetze von RWE fließen jährlich rund 2 Mrd. Euro. Alleine die jetzt von den Unwetterschäden betroffene Regionalgesellschaft RWE Westfalen-Weser-Ems wendet dafür in diesem Jahr rund 315 Mio. Euro auf. Der Vorwurf, wir würden nicht ausreichend in die Netzinfrastuktur investieren, wird dadurch ad absurdum geführt. Wir sind zuversichtlich, dass diese unsachliche Diskussion spätestens dann ein Ende finden wird, wenn unsere Kalkulationsgrundlagen von der Bundesnetzagentur überprüft werden.
4. Seit einigen Jahren ist bekannt - und auch schon Gegenstand von Presseberichterstattung gewesen -, dass Stahlmasten und andere Stahlkonstruktionen aufgrund angeblich mangelhafter Qualität des beim Bau verwendeten Stahls ("Thomasstahl") im Alterungsprozess an Elastizität verlieren können. Deshalb werden die entsprechenden Strom-Masten im alten RWE-Netzgebiet (rund 28.000) nach einer gutachterlich zertifizierten Methode priorisiert und entsprechend ihrer Einstufung bis 2015 saniert. Dafür ist ein Finanzaufwand von etwa 550 Mio. Euro vorgesehen. RWE legt Wert auf die Feststellung, dass es hier keine finanziellen Limits gibt. Das Sanierungskonzept wurde unter Einschaltung eines externen Gutachters bereits vor mehreren Jahren entwickelt. Der Zeit- und Maßnahmenplan des Sanierungskonzeptes wird seit einigen Jahren abgearbeitet. Von den rund 2.900 Masten mit höchster Sanierungspriorität sind aktuell rund 70 % abgearbeitet.“

Die Erhöhung der Versorgungssicherheit ist u.a. mit der Sicherstellung einer funktionierenden und redundanten Netzinfrastruktur verbunden. Diese Redundanz (Fachleute sprechen von dem „n-1“-Prinzip) kann jedoch meist nicht mit der Anbindung durch eine „1-Masten-Trasse“ realisiert werden. Auch dann nicht, wenn zwei getrennte Stromkreise über dieses „1-Masten-System“ geführt werden. Vielmehr ist eine redundante Anbindung so zu verstehen, dass die Anbindungen auf unterschiedlichen, separaten Trassen geführt werden. Um dieser Anforderung nachkommen zu können, sind jedoch oft neu gestaltete Konzessionsverträge notwendig.

Gerade vor dem Hintergrund, dass in naher Zukunft viele Konzessionsverträge auslaufen, kann durch eine intelligente neue Netzinfrastruktur die Versorgungssicherheit beträchtlich gesteigert werden.

2.4.4 Ablauf von Konzessionsverträgen

Es ist heute allgemeine Meinung, dass die Konzessionsverträge privatrechtliche Verträge zwischen EVU und Gemeinden sind. Die Hintergründe zu diesem Sachverhalt verdeutlicht Herr Schulz-Jander¹⁴ wie folgt:

„Grundlage ist das Wegeeigentum der Gemeinde, an dem die Gemeinde dem EVU zu Versorgungszwecken ein Nutzungsrecht (das sog. Wegerecht) eingeräumt hat. Vor dem Hintergrund des § 1004 BGB, der dem Eigentümer – nach Ablauf des Wegerechts – einen Beseitigungsanspruch gegen den nicht mehr Berechtigten einräumt, ist häufig noch vertraglich festgelegt, dass die Gemeinde bei Nichtverlängerung des KV die Versorgungsanlagen zu übernehmen hat. In vielen dieser Verträge fehlt jedoch jede Endschaftsbestimmung. Die leitungsgebundene Energieversorgung ist nur durch Inanspruchnahme fremder Grundstücke möglich. Dabei spielt die Gemeinde eine Schlüsselrolle durch ihr umfangreiches, zu jedem

¹⁴ Schulz-Jander, Rendsburg, Rechtsanwalt und Prokurist der Schleswig AG anlässlich der 20. Vortragsveranstaltung des Instituts für Energierecht an der Universität zu Köln, am 28. November 1991

Bürger gehendes Wegenetz. Ohne diese Inanspruchnahme kann keine Energieversorgung von Letztverbrauchern erfolgen.

Der Energieversorgung liegt das EnWG, oder wie es vollständig heißt, das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft zugrunde. Schon diese Unterschrift signalisiert die Bedeutung der Energiewirtschaft. Die Präambel verdeutlicht dies mit ihrem Hinweis darauf, dass die Energiewirtschaft eine wichtige Grundlage des wirtschaftlichen und sozialen Lebens ist. Und weiter heißt es, das Ziel des Gesetzes ist, im Interesse des Gemeinwohls bei wirtschaftlichem Einsatz der Energiearten die Energieversorgung möglichst sicher und billig zu gestalten. Dementsprechend spricht das Gesetz in § 2 EnWG auch von der „öffentlichen Energieversorgung“. Nach diesen Kriterien muss sich das Wegerecht als Teil der Energieversorgung ausrichten.“

Da, wie bereits oben erwähnt, die meisten Konzessionsverträge (KV) ohne eine Endschaftsbestimmungen abgeschlossen wurden, stellen sich nach dessen Beendigung folgende drei Möglichkeiten dar:

- I. Die Gemeinde will nach Ablauf des KV im gesamten Gemeindegebiet die Energieversorgung übernehmen.

Mögliche Probleme:

Muss das bisherige EVU seine Anlagen überhaupt herausgeben?

Wie sind die Anlagen des EVUs monetär zu bewerten?

Was geschieht mit nicht mehr benötigten Anlagen?

- II. Die Gemeinde hat nach Ablauf des KV kein Interesse an der Übernahme der Energieversorgung, im Gegensatz zu dem EVU.

Mögliche Probleme:

Die Gemeinde ist nicht bereit, einen neuen KV abzuschließen.

Das EVU hat kein Wegerecht mehr.

EVU ist aber aufgrund fortbestehender Verträge zur Aufrechterhaltung der Versorgung verpflichtet.

Anschluß von Neukunden über zusätzliche Gemeindeflächen?

III. Weder die Gemeinde noch das EVU haben ein Interesse an einem neuen KV.

Diese Möglichkeit ist sehr unwahrscheinlich, kann jedoch zu ernst zu nehmenden Problemen führen, wenn das EVU rechtzeitig zum Konzessionsvertragsende alle Lieferverträge gekündigt hat. Das folgende Beispiel einer Hallig¹⁵ verdeutlicht diesen Fall:

Eine Hallig – eine selbständige Gemeinde – ist 1976 noch ohne öffentliche Stromversorgung. Die dort lebenden Bauern hatten sich zusammengetan und betrieben gemeinsam ein Dieselaggregat. Die Landesregierung wollte diesen Zustand ändern und kam mit dem Regionalversorger überein, dass dieser bei 50%iger Kostenübernahme durch das Land eine Kabelverbindung zum Festland herstellt. In den Folgejahren wurde das Kabel immer wieder durch Fischer beschädigt und war nur noch mit viel Aufwand bis zum Konzessionsvertragsende betriebsbereit zu halten. Es hätte für die Weiterversorgung ein neues Kabel gelegt werden müssen. Das EVU wollte sich lösen und die Kundenverträge kündigen. Ebenso hatte das Land kein Interesse diese Anlagen zu übernehmen. Inzwischen wurde aufgrund der geographischen Lage eine leistungsstarke Windanlage eingerichtet, d.h. der Stromabsatz ist drastisch gesunken. Es stellt sich nun die Frage, wer die Verluste in diesem Versorgungsgebiet tragen soll. Sicher kann man an eine Solidargemeinschaft denken, in der die Verluste auf andere Versorgungsgebiete umgelegt werden. Angesichts des Wettbewerbs um Versorgungsgebiete ist dies jedoch nur begrenzt möglich. Bei steigenden

¹⁵ Aus dem Nordfriesischen: kleinerer, bei Sturmflut überfluteter Landabschnitt

Preisen werden interessante Versorgungsgebiete herausgebrochen, die Verluste müssen auf immer weniger Kunden umgelegt werden, mit der Folge, dass die Preise für diese Gebiete wieder erhöht werden.

Die Frage, wer nach Ablauf des KV für die Sicherstellung der Energieversorgung im Konzessionsgebiet verantwortlich ist, wird nur in einer Minderheit der Verträge geregelt¹⁶. Dabei wird die Übernahme der vertragsgegenständlichen Versorgungsanlagen zumeist davon abhängig gemacht, ob die übernehmenswillige Gemeinde in der Lage ist, die Versorgung sicher zu stellen. Bis dahin soll demzufolge die Versorgung dem abgebenden EVU obliegen, und zwar auch ohne rechtsgültigen Konzessionsvertrag. So heißt es z.B. im allgemeinen:

„Der Erwerb der Verteilungsanlagen durch die Gemeinde kann erst erfolgen, wenn die Gemeinde die Versorgung ihres Gebiets mit elektrischer Energie technisch und vertraglich sichergestellt hat.“

Eine andere Regelung besagt:

„Die Übernahme der EVU-eigenen Anlagen durch die Gemeinde setzt voraus, dass im Übernahmezeitpunkt die Versorgung des Gemeindegebiets mit elektrischer Energie durch den Abschluss entsprechender Verträge mit dem EVU bzw. mit einem Dritten und/oder durch Errichtung eigener Stromerzeugungsanlagen sichergestellt ist.“

¹⁶ Biedermann, Hans-Wolfgang, München, Endschafftsregelungen in neuen Muster-KV für Gas- und Stromversorgung auf Ebene der Bundesländer

In einem anderen Mustervertrag lautet die Bestimmung:

„Im Falle der Beendigung des Vertragsverhältnisses ist das EVU nach den Bestimmungen des EnergG verpflichtet, noch so lange Strom zu liefern, bis die Gemeinde von dritter Seite versorgt wird“.

Nach heute herrschender Meinung in der Rechtsprechung¹⁷ und der Literatur¹⁸ hängt die allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht des Gebietsversorgers nach § 6 Abs. 1 EnergG nicht vom Bestehen eines rechtsgültigen Konzessionsvertrags ab. Sie setzt voraus, dass das gebietsversorgende EVU rechtlich und tatsächlich dazu in der Lage ist, seine Kunden im Versorgungsgebiet zu beliefern. Das kann es natürlich auch ohne förmlichen Konzessionsvertrag nach dessen Ablauf. So jedenfalls hat der BGH in seinem Urteil vom 10. 10. 1990 entschieden:

„Zutreffend geht das Berufungsgericht davon aus, dass die Beklagte (ein EVU) gem § 6 EnergG auch nach Ablauf des Konzessionsvertrags den Einwohnern der Klägerin (eine Gemeinde) gegenüber verpflichtet war, sie bis zu einer endgültigen Neuregelung der Versorgung zu beliefern.“

¹⁷ BGH, Urteil vom 10.10.1990, Recht Jg. 1991 Nr. 6

¹⁸ Büdenbender in: Das Recht der öffentlichen Energieversorgung Anm. 22 zu § 6 EnergG, S. 474

2.5 Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungssicherheit

Anlässlich einer von der Europäischen Rechtsakademie Trier organisierten Veranstaltung „Der Europäische Energiemarkt: zwischen Wettbewerb und Versorgungssicherheit“ wurde von Herrn Ian Powe, UK Gas Consumers Council¹⁹ folgende Einleitung zu seinem Vortrag „The Consumers View of Competition“ vorgetragen:

„The availability of warmth and comfort, through a secure energy supply, is fundamental to people’s quality of life today. Their guaranteed provision cannot be left entirely to market forces as can the availability of other vital commodities or services, such as food products. If a supermarket provides inadequate service or a low quality product, the consumer has instant freedom to „exit“ from one retail outlet and move easily to another. But if one source of energy supply fails the consequences are more profound. The „exit“ option is not always readily available. Most consumers have a single source of heating within their home and it is usually a capitalintensive piece of equipment. Unless the consumer is prepared to make a second capital investment he has no real choice but to stay with a particular fuel. In a monopoly energy market he has no choice, either, of supplier. Even in a competitive market, choice of supplier is not straightforward.“

Neben der oben beschriebenen Abhängigkeit des Brennmaterials, ob es sich um Gas, Heizöl, Holz, Kohle oder Pellets handelt, ist die wirtschaftliche Bedeutung der elektrischen Energie noch höher zu bemessen. Moderne Heizsysteme funktionieren ohne elektrische Energie nicht, auch wenn genügend Primärbrennstoff vorhanden sein sollte. Die Liste der Abhängigkeit in privaten Haushalten bzgl. der elektrischen Energieversorgung ist beliebig lang und reicht vom Heizsystem über die TK-Einrichtungen bis hin zur elektrischen Zahnbürste.

¹⁹ Series of Publications by the Academy of European Law in Trier, Chapter 13, Ian Powe, The Consumers View of Competition, ISBN 3-88784-671-0

Die Versorgungssicherheit und Qualität der elektrischen Energieversorgung rückt sowohl aus Sicht privater Haushalte als auch aus Sicht vieler Industriekunden immer mehr in den Blickpunkt des (öffentlichen) Interesses²⁰.

In einem liberalisierten Markt, in dem elektrische Energie frei gehandelt wird, zeichnet sich ein Energieliefervertrag neben der Quantität des Energiebezugs auch durch die Qualität der Energieversorgung aus. Die Versorgungssicherheit (Zuverlässigkeit), Quantität und Qualität sind jedoch nicht unabhängig von einander zu betrachten, wie Holger Wrede in seiner Dissertation²¹ an der Ruhr-Universität Bochum schreibt:

„Schon vor der Deregulierung der elektrischen Energieversorgung war die Versorgungsqualität stets ein wichtiger Faktor, wobei durch den Vorhalt von Redundanzen im Netz und die Erhöhung der Qualität der elektrischen Betriebsmittel eine höhere Zuverlässigkeit der Energieversorgung erreicht wurde. Der Ausfall moderner hochtechnologischer Industrieanlagen und der damit zusammenhängende Prozessstillstand mit oftmals hohen Ausfallkosten tritt nicht nur bei einer Versorgungsunterbrechung ein, sondern teilweise auch schon bei Abweichungen der Netzspannung vom sinusförmigen Sollverlauf. Dies resultiert aus der zunehmenden komplexeren Automatisierung der Produktionslinien mit einem hohen Anteil leistungselektronischer Komponenten und computergestützter Anlagen, die sensibel auf z.B. kurzzeitige Spannungseinbrüche, Oberschwingungen oder Flicker reagieren.“

Ein Industrialisierungsgrad, wie wir ihn heute in unseren Ländern in Westeuropa vorfinden, kann demnach ebensowenig aufrecht erhalten werden wie ein privater Haushalt, wenn die dafür lebensnotwendige elektrische Energieversorgung nicht vorhanden ist. Die Präambel des EnWG verdeutlicht dies mit ihrem Hinweis darauf, dass die *„...Energiewirtschaft eine wichtige Grundlage des wirtschaftlichen und sozialen Lebens ist.“*

²⁰ Bollen, M. H. J.: Understanding Power Quality Problems, New York, IEEE Press, 2000

²¹ Wrede Holger, Beiträge zur Erhöhung von Versorgungssicherheit und Spannungsqualität in der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie durch leistungselektronische Betriebsmittel, ISBN 3-8322-2608-7

3 Das Analyseinstrument

3.1 Begriffsdefinition

Sinn und Zweck des nachfolgend beschriebenen Analyseinstrumentes ist es, eine möglichst ganzheitliche und lückenlose Erfassung der technischen Infrastruktur und der dazu notwendigen peripheren Einrichtungen zu ermöglichen. Diese Erfassung der kritischen Infrastrukturen ermöglicht es, zielgerichtet und bewusst Risiko- und Schutzniveaumermittlungen durchzuführen, um diese anschließend kundenspezifisch zu bewerten und daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen auszusprechen. Diese Handlungsempfehlungen können sich von Zeit zu Zeit und je nach geänderten Rahmenbedingungen verändern und unterliegen einem kontinuierlichen Monitor-Prozess. Dieser Monitor-Prozess dient zur permanenten Beibehaltung des ursprünglichen Sicherheitsniveaus und lässt Schwachstellen möglichst rechtzeitig erkennen. Hierbei liegt der primäre Focus auf der Betrachtung der elektrischen Energieversorgung.

3.2 Schutz Kritischer Infrastrukturen

In Deutschland sind heute immer mehr Bereiche nur noch dann arbeitsfähig, wenn Informations- und Kommunikationstechnik sicher und zuverlässig funktionieren²². Auf dem Weg in das Informationszeitalter gerät die Gesellschaft somit in neue Abhängigkeiten. Häufig werden diese jedoch noch nicht erkannt oder es findet keine angemessene Auseinandersetzung mit ihnen statt.

Der Schutz "Kritischer Infrastrukturen" ist angesichts neu entstandener Bedrohungen und Risiken eine Aufgabe, die Staat und Wirtschaft gemeinsam betrifft.

3.2.1 Erläuterungen der Sektoren

3.2.1.1 Kritische Infrastrukturen

„Kritische Infrastrukturen sind 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.“²³

Nur wenn Kritische Infrastrukturen wie

- Transport und Verkehr,
- Energie (hier auch: Versorgung durch EVUs),
- Gefahrenstoffe,
- Informationstechnik und Telekommunikation,

²² Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, www.bsi.de/fachthem/kritis/index.htm

²³ www.bsi.de

- Finanz-, Geld und Versicherungswesen,
- Versorgung,
- Behörden, Verwaltung und Justiz,
- Sonstiges

ohne wesentliche Beeinträchtigungen verfügbar bzw. vor weit reichenden Schäden geschützt sind, können Staat und Wirtschaft uneingeschränkt ihre Aufgaben erfüllen.

Im BSI werden insbesondere Störungen oder Ausfälle in kritischen Infrastrukturen betrachtet, die im Zusammenhang mit (absichtlich herbeigeführten) Fehlfunktionen der Informationstechnik stehen.

Kommt es in den genannten Infrastrukturen zu solchen Störungen oder Ausfällen, können durch eine Kettenreaktion weitere Störungen ausgelöst werden (so genannte Dominoeffekte), die unter Umständen eine Beeinträchtigung der inneren Sicherheit in Deutschland zur Folge haben. Werden diese mit einer bestimmten Zielrichtung (z.B. Destabilisierung des Staates) herbeigeführt, können solche Vorfälle auch die äußere Sicherheit betreffen.

Im Folgenden soll nur das Thema Energie und Informationstechnik / Telekommunikation genauer betrachtet werden.

3.2.1.2 Energie

Die meisten technischen Geräte funktionieren heute nicht ohne elektrische Energie. Dies verhält sich beim einfachen Radio nicht anders als bei einer hochkomplexen industriellen Fertigungsanlage. Auch Informationstechnik ist ohne eine unterbrechungsfreie Energieversorgung nicht ständig verfügbar.

Dieses Abhängigkeitsverhältnis ist dem Nutzer häufig nicht bewusst, da die Verwendung technischer Geräte heute selbstverständlich und die zuverlässige Versorgung mit Energie zudem (in westlichen Industrienationen) beinahe immer gewährleistet ist. Das Energiewesen bildet einen eigenen Infrastruktorsektor, beschreibt aber auch eine Querschnittsinfrastruktur, von der alle anderen Sektoren abhängig sind.

Zum Infrastruktursektor Energie werden folgende Branchen gezählt:

- Elektrizität
- Kernkraftwerke
- Gas
- Mineralöl
- Erneuerbare bzw. regenerative Energiequellen (Wind / Sonne / Biomasse)

Besonders kritische, von IT abhängige Systeme dieses Infrastruktursektors sind u. a.:

- Steuerung und Regelung der Energieerzeugereinrichtungen
- Steuerung und Regelung von Einrichtungen der Energieübertragung
- Steuerung und Regelung der Energieverteilung

Die drei genannten Punkte werden fast ausschließlich durch die EVUs gewährleistet. Nur ein sehr kleiner Weg der Energieverteilung (Zone 2: siehe Kapitel ‚Das 2-Zonen-Modell‘) findet vorort beim Endverbraucher statt.

3.2.1.3 Informationstechnik und Telekommunikation

Die tägliche Verwendung, aber auch die Abhängigkeit von Informationen und Informationstechnologien sind prägende Merkmale der heutigen Informationsgesellschaft. Ihre Vorteile werden von Staat, Wirtschaft und Bürgern gleichermaßen genutzt. Die Fähigkeiten zu ortsunabhängiger Kommunikation, schneller Datenübertragung sowie die Fähigkeit zur Prozesssteuerung und -optimierung spielen dabei tragende Rollen.

Informationstechnik und Telekommunikation bilden einen eigenen Infrastruktursektor, beschreiben aber auch eine Querschnittsinfrastruktur, von der alle anderen Sektoren abhängig sind.

Zum Infrastruktursektor Informationstechnik und Telekommunikation werden folgende Branchen gezählt:

- Telekommunikation
- Informationstechnologie

Die wesentlichen Komponenten sind dabei:

- Informationserstellung (Messdaten, Berichte, Meldungen etc.)
- Datenverwaltung und Datenspeicherung (Datenbanken, Server etc.)
- Informationsverarbeitung (z. B. Prozessoren)
- Informationsübertragung (z. B. Vermittlungsknoten)

Neben den klassischen Informationsübertragungsmitteln wie Telefon, Funk und Rundfunk kommt vor allem modernen Techniken wie Mobilfunkdiensten und Internet eine Schlüsselaufgabe zu.

3.2.2 Bedrohungen und Schäden

3.2.2.1 Bedrohungen

Kritische Infrastrukturen sind generell gefährdet. Das ist heute nicht anders als früher. Verändert hat sich aber die Art der Bedrohungen sowie ihre Relevanz. Zu Störungen oder Ausfällen kam es früher selten, durch die schwache Vernetzung und eingeschränkte Abhängigkeiten blieben Folgeschäden begrenzt.

Die heutige Situation stellt sich anders dar: Die Abhängigkeit von kritischen Infrastrukturen ist gewachsen. Wer kann sich noch ein Leben ohne ständig verfügbare Energie oder Informationstechnik vorstellen? Hinzu kommt das deutlich gestiegene öffentliche Interesse für kritische Infrastrukturen nach den Anschlägen des 11. September 2001. Die Sensibilität für den Schutz kritischer Infrastrukturen vor jeglichen Bedrohungen ist seitdem weltweit deutlich gestiegen.

Das gilt vor allem auch für die Bedrohungen, die durch den massiven Einsatz von Informationstechnik entstanden sind. Diese neuartigen Bedrohungen haben die schon bestehenden nicht ersetzt. Sie sind additiv hinzugekommen und haben einen globalen Charakter: Staatengrenzen und klassische Schutzmaßnahmen sind hierbei weitgehend irrelevant. IT- Bedrohungen können überall in der Welt auftreten und sich auf unsere nationalen kritischen Infrastrukturen auswirken.

Deshalb gilt es, bei einer Betrachtung der Bedrohungen kritischer Infrastrukturen immer beide Formen zu betrachten: die klassischen, zumeist physischen, und die neuen, vor allem IT-spezifischen.

3.2.2.2 Beispiele für Bedrohungen

Bedrohungen für die Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit in der Informations- und Kommunikationstechnik aller Infrastrukturen entstehen z. B. durch:

Höhere Gewalt

- Unfall / Versehen
- Baumaßnahmen (im Gebäude / extern)
- Umwelt (Naturereignis / Naturkatastrophe wie Blitz, Hochwasser, Sturm, Sonneneruption)
- Kriegerische Handlungen

Organisatorische Mängel

- fehlende Ressourcen
- fehlende Unterstützung durch das Management
- mangelnde Zuständigkeitsregelung, Kompetenzübertragung, Vertreterregelung
- mangelnde Kommunikation / Informationsfluss
- externe Abhängigkeiten (Outsourcing, Lieferungen, "Dominoeffekte")
- unzureichende Umsetzung / Kontrolle der Umsetzung

Menschliche Fehlhandlungen

- Fehleinschätzung
- Fehlbedienung
- Fehlverhalten

Technisches Versagen

- systembedingte Störungen / Ausfälle
- breite Anfälligkeit durch Einsatz von Monokulturen
- Störungen bei Updates
- Montagefehler / Alterung

Vorsätzliche Handlungen (physisch / IT-gestützt) gegen bzw. Angriff auf:

- Hardware
- Software
- Informationen / Daten
- Ressourcen
- Organisation

Systembezogene und detaillierte Bedrohungen gegen IT finden Sie auch im IT-Grundschutzhandbuch des BSI.

Begünstigende Faktoren für Störungen und Ausfälle der IT sind

- kaum standardisierte Angriffe
- komplexe Software
- komplexe Vernetzung von Systemen
- lange Reaktionszeiten nach Vorfällen durch fehlende Notfallkonzepte
- nicht hinreichend qualifiziertes / sensibilisiertes Fachpersonal
- mangelndes Sicherheitsbewusstsein bei Mitarbeitern und Vorgesetzten
- Sparzwänge
- Outsourcing
- häufige Reorganisationen, Fusionen

3.2.2.3 Schäden

Die verursachten Schäden lassen sich unterschiedlichen Kategorien zuordnen:

- personell
- öffentliche / nationale Sicherheit
- immateriell / Ansehen
- Rechtsverstöße
- finanziell und
- materiell

Dabei können die immateriellen Schäden (wie ein Vertrauensverlust) wesentlich nachhaltiger und kritischer sein als rein materielle oder finanzielle.

3.3 Arten und Stufen der Versorgungsstörungen

Es sind mehrere Grundformen der Versorgungsstörung zu unterscheiden²⁴, die in verschiedener Weise eine relevante Reaktion erfordern. Diese Grundformen werden von Prof. Dr. Martin Bullinger wie folgt beschrieben:

- *„Einmal gibt es punktuelle Störungen, die örtlich und zeitlich begrenzt die Sicherheit der Versorgung beeinträchtigen, ohne aber die allgemeine Versorgungssicherheit in Frage zu stellen: ein altersschwacher Baum oder ein fehlgesteuertes Flugzeug stürzen auf ein Überlandkabel. Auf solche punktuellen Störungen muss ein normales EVU schon aus kommerziellem Eigeninteresse vorbereitet sein und im Rahmen seiner vertraglichen Verpflichtungen rasch Abhilfe schaffen, u.U. durch automatisches Ausweichen auf andere Verbindungswege (technisch-wirtschaftlicher Störfall im normalen Risikobereich).*
- *Gebietsweise oder besonders schwerwiegende Störungen von unbestimmter Dauer, etwa durch Schnee- und Eisablagerungen oder durch großräumige Überschwemmungen, werfen die Frage auf, ob sie zu den Betriebsrisiken gehören, auf die ein gutgeführtes EVU vorbereitet sein muss (technischer Katastrophenfall).*
- *Eine nicht vorhersehbare Vervielfachung des Verbrauchs oder anderer struktureller Katastrophen, die das Netz in seiner Funktionsfähigkeit schwer beeinträchtigen oder nicht mehr funktionsfähig sein lassen, führen zu der Frage, wie weit ein EVU kraft seiner gesetzlichen oder vertraglichen Versorgungspflicht selbst solche ungewöhnlichen Risiken durch vorbeugende Reserveinvestitionen auffangen muss (struktureller Katastrophenfall).“*

²⁴ Bullinger Martin, Prof. em. Dr. Dr. h.c., Universität Freiburg

Abschließend sind auch Versorgungsstörungen und die damit abgeleitete Versorgungssicherheit in Bezug auf globale Gefährdungen zu betrachten. Es ist die Frage zu stellen, ob die gemeinsamen Anstrengungen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedstaaten dazu ausreichen, die Versorgung gegen globale Gefährdungen abzusichern. Zu erwähnen ist etwa der Einfluss des wirtschaftlichen Aufschwungs in China auf die weltweite Nachfrage nach Öl.

3.4 Vertragliche Stromlieferbedingungen

Am 13. Juli 2005 ist das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Kraft getreten. Zweck des Gesetzes ist neben der sicheren und effizienten Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas auch die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs. Zusätzlich werden mit dem neuen EnWG Vorgaben des Europäischen Gemeinschaftsrechts umgesetzt.

Kernstück des neuen EnWG ist die Trennung von Netzbetrieb und Strombelieferung. Die bisher zusammengefasste Anschluss- und Versorgungspflicht wurde in diesem Zuge aufgeteilt in eine Anschlusspflicht auf der Netzseite und in eine Grundversorgungspflicht auf der Belieferungsseite.

Die rechtliche Grundlage für diese Anschluss- und Grundversorgungspflicht ist bei dem jeweilig zuständigen EVU einzusehen oder ist als Anmerkung bei den jeweils gültigen AGB zu finden. Anbei sei der Auszug aus den „Allgemeinen Bedingungen für die Lieferung elektrischer Energie an Kunden der Vorarlberger Kraftwerke Aktiengesellschaft“ mit Stand vom 21. November 2005²⁵ vorgestellt:

²⁵ Allgemeine Stromlieferbedingungen der Vorarlberger Kraftwerke Aktiengesellschaft (www.vkw.at/inhalt/at)

3. Lieferunterbrechungen

1. Die VKW ist berechtigt, die Stromlieferung einzustellen oder über beauftragte Unternehmen einstellen zu lassen,
 - soweit sie an der Erzeugung, am Bezug oder an der Lieferung durch höhere Gewalt gehindert wird,
 - soweit sonstige Hindernisse vorliegen, die nicht in der Verantwortung der VKW liegen,
 - soweit besondere Verhältnisse die sofortige Beseitigung von Hindernissen wirtschaftlich unzumutbar machen,
 - soweit die Erlaubnis des Grundeigentümers zur Belieferung der Kundenanlage nicht vorliegt,
 - soweit der Kunde fällige Rechnungen nicht bezahlt oder gegen andere Punkte dieses Vertrages verstößt und trotz schriftlicher Mahnung und Setzen einer Nachfrist von 14 Tagen die Vertragsverletzung aufrecht hält oder
 - soweit über das Vermögen des Kunden das Konkursverfahren eröffnet oder die Einleitung eines solchen mangels Masse verweigert wird.
2. Ist der Kunde im besonderen Maße auf eine ununterbrochene Versorgung angewiesen, hat er selbst jene Vorkehrungen zu treffen, um Schäden aus Lieferunterbrechungen zu vermeiden.

Im Kapitel 3.3 wird das Thema „Lieferunterbrechung“ behandelt und es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass für eine unterbrechungsfreie Versorgung der Kunde selbst die notwendigen Vorkehrungen zu treffen hat. Dies wird in anderen Verträgen nicht immer so deutlich beschrieben. Daraus kann und muss jedoch zwingend abgeleitet werden, dass der Kunde selbst in seinem „Einflussbereich in der Zone 2“ die notwendigen Sicherheitseinrichtungen zu betreiben hat (siehe Kapitel: Das 2-Zonen-Modell).

3.5 Risikoanalyse und –management

Bevor nun detailliert auf die Risikoanalyse eingegangen wird, werden zunächst einige Überlegungen zu wichtigen Begriffen, die direkt oder indirekt bei einer Risikoanalyse genutzt werden, vorangestellt. Das Wort ‚Risiko‘ leitet sich aus dem frühitalienischen "ris(i)co" ab und bedeutet die Klippe, die es zu umschiffen gilt.

Versicherungsgesellschaften haben sich schon immer für das Risiko interessiert und versucht, dies zu qualifizieren und zu quantifizieren – sowohl diagnostisch als auch prognostisch. Nach der DIN VDE 3100-2²⁶ setzt sich das Risiko, das mit einem bestimmten technischen Vorgang oder Zustand verbunden ist, aus einer Wahrscheinlichkeitsaussage der zu erwartenden Häufigkeit des Eintritts eines zum Schaden führenden Ereignisses und das beim Ereigniseintritt zu erwartende Schadensausmaß zusammen. Verfahren, die nach dieser Norm vorgehen, haben sich in der IuK-Technologie noch nicht etabliert. Risiken werden dabei gerne in zwei Kategorien eingeteilt: ‚Finanzrisiken‘ und ‚Operationelle Risiken‘²⁷ (siehe hierzu die folgende Abbildung 6).

²⁶ DIN VDE 3100-2 1987, Allgemeine Leitsätze für das sicherheitsgerechte Gestalten technischer Erzeugnisse, Teil 2, Begriffe der Sicherheitstechnik, Dezember 1987

²⁷ www.risknet.de

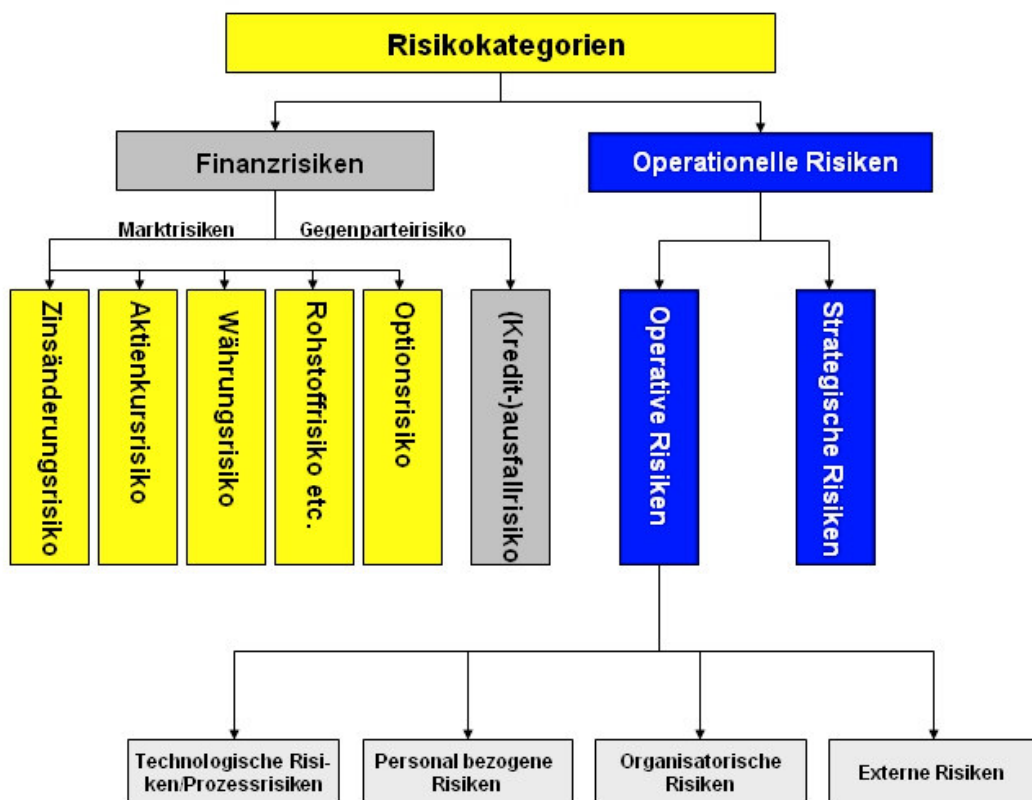


Abbildung 6: Die Risikokategorien

In den folgenden Betrachtungen werden die Operativen Risiken eingehend erörtert und untersucht. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den Externen Risiken, welche durch die örtlich zuständigen EVUs zu verantworten sind, und auf den Technologischen Risiken.

Die Organisatorischen Risiken werden in einem separaten Kapitel am Beispiel eines IT Notfall- und Revisionshandbuchs beleuchtet.

Weit unterschätzt in Anzahl und Ausmaß werden die Personal bezogenen Risiken. Diese Risiken sind schwer zu erfassen und lassen sich technologisch schwer überwachen oder kontrollieren. Eine Möglichkeit, dieses Risiko deutlich zu verringern stellt dabei das sogenannte ‚Vier-Augen-Prinzip‘ dar. Dabei müssen bei durchzuführenden Aktivitäten mindest zwei Personen anwesend sein und einstimmig über z.B. anstehende Schalthandlungen entscheiden.

Zunächst einmal sind jedoch die Risiken möglichst genau zu identifizieren (Analyse), damit sie anschließend mittels eines geeigneten Risiko-Managements bewertet werden können. Die folgende Abbildung 7 (Quelle: www.risknet.de/Der_RM-Prozess.125.0.html) stellt

dabei das Operative Risikomanagement als kontinuierlichen Verbesserungsprozess (KVP) dar, bei dem durch ständiges Überwachen und Neuaufrichten des Prozesses eine immer sicher werdende Systemumgebung erzielt wird.

Dabei sei erwähnt, dass es ein gewisses Maß an nicht identifizierten Risiken immer geben wird. Dieses Maß lässt sich nur mit über die Jahre gewonnen Erfahrung und einem iterativen Verfahren bzgl. des Risikomanagements stetig verringern.

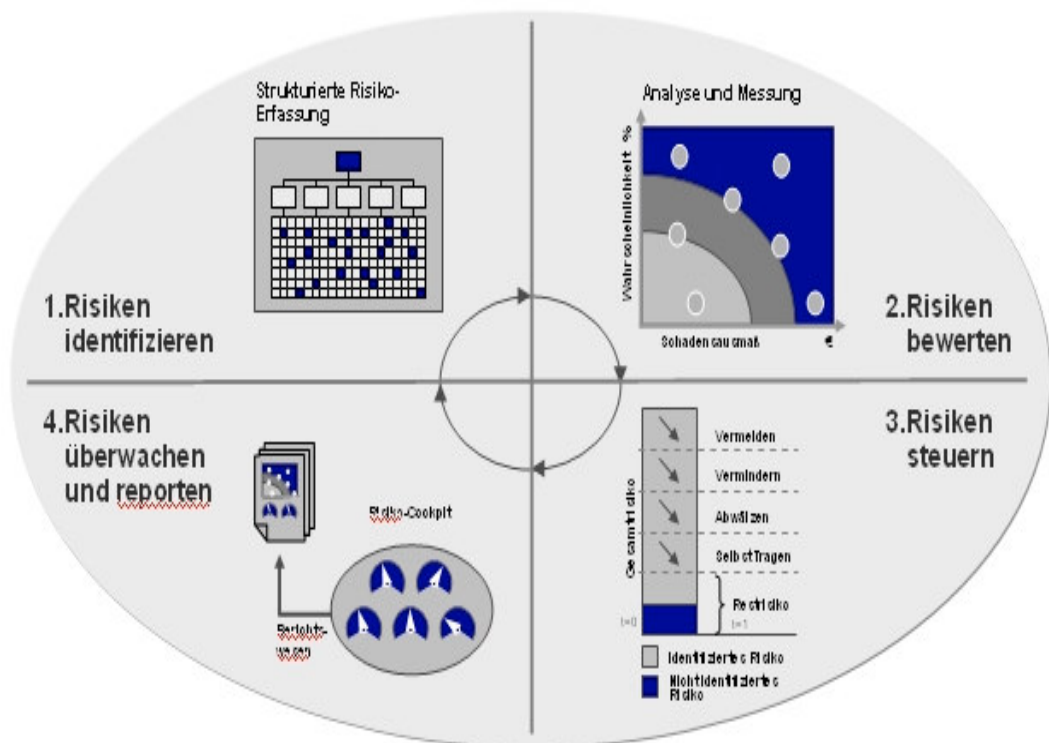


Abbildung 7: Das Operative Risikomanagement

Dr. Wolfgang Böhmer ist Lehrbeauftragter an der TU Darmstadt im Fachbereich Informatik und stellt die Beziehungen zwischen Eigentümer, Werten, Schwachstellen, Bedrohungen und Risiken in eine etwas abstrakte, jedoch mit allen für eine Risikoanalyse notwendigen Begriffen versehene Darstellung wie folgt dar (siehe Abbildung 8):

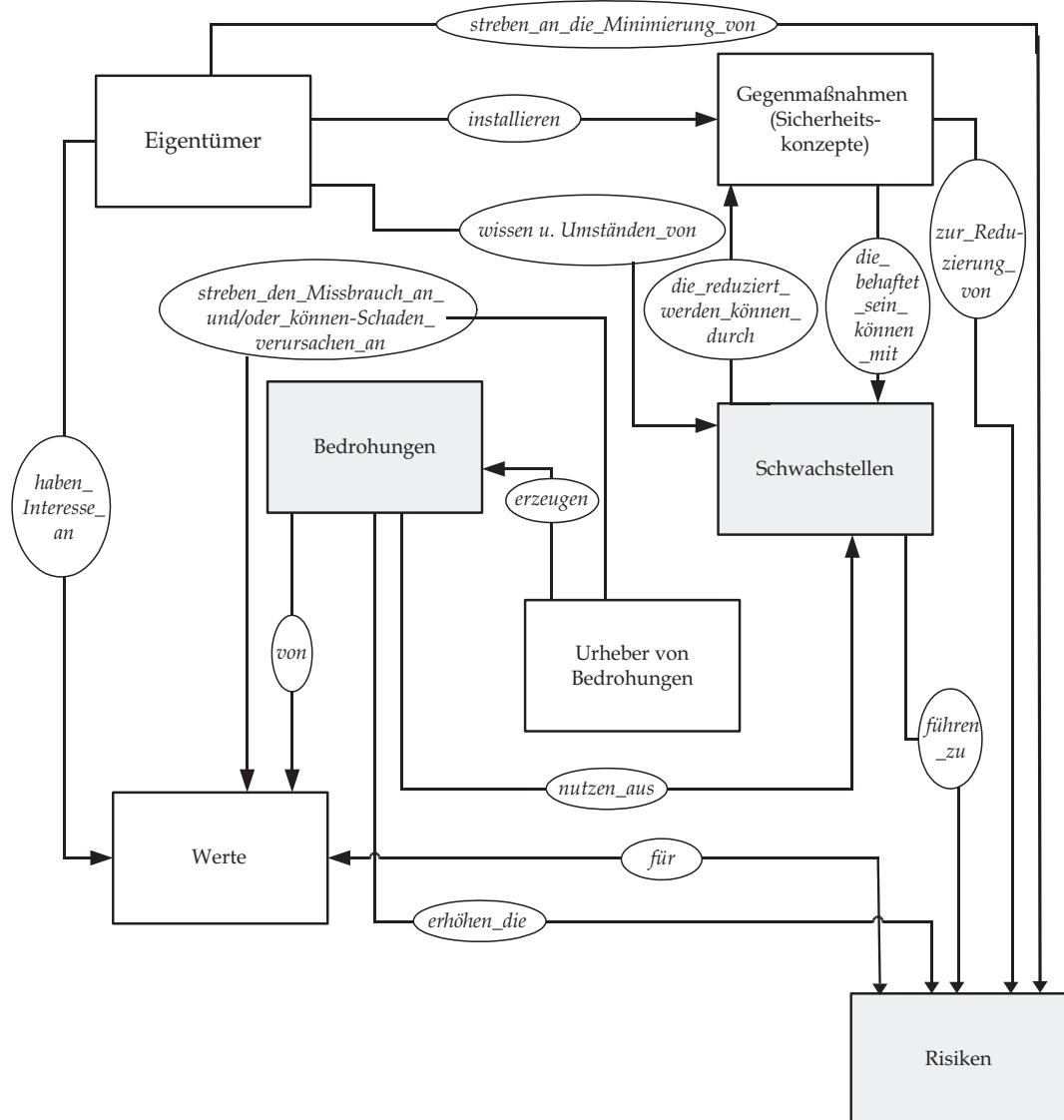


Abbildung 8: Beziehungen zwischen Eigentümer, Werten, Schwachstellen, Bedrohungen und Risiken

Der Schutz von interessanten Werten mittels Sicherheitskonzept fällt in den Verantwortungsbereich der Eigentümer dieser Werte. Evident ist allerdings die Tatsache, dass nicht nur Schwachstellen oder nur Bedrohungen alleine vorhanden sein müssen, um ein Risiko entstehen zu lassen. Es müssen beide Größen, also Schwachstellen und Bedrohungen, existieren und zusammenwirken.

Wird der Begriff Risiko näher betrachtet, lassen sich bestimmte Beziehungen herleiten, z.B. der Begriff der Sicherheit und der Gefahr²⁸. Diese allgemein gebräuchlichen Begriffe stehen in einer methodischen Relation zum Begriff des Risikos. Veranschaulicht werden kann das Risiko anhand einer Skala. Die Abbildung 9 zeigt die eindeutige Beziehung zwischen den Begriffen Sicherheit, Risiko und Gefahr. Ausgehend von dieser Skala wird deutlich, dass der Betrieb eines Systems ohne Schutzmaßnahmen ein hohes (vermeidbares) Risiko in sich birgt.

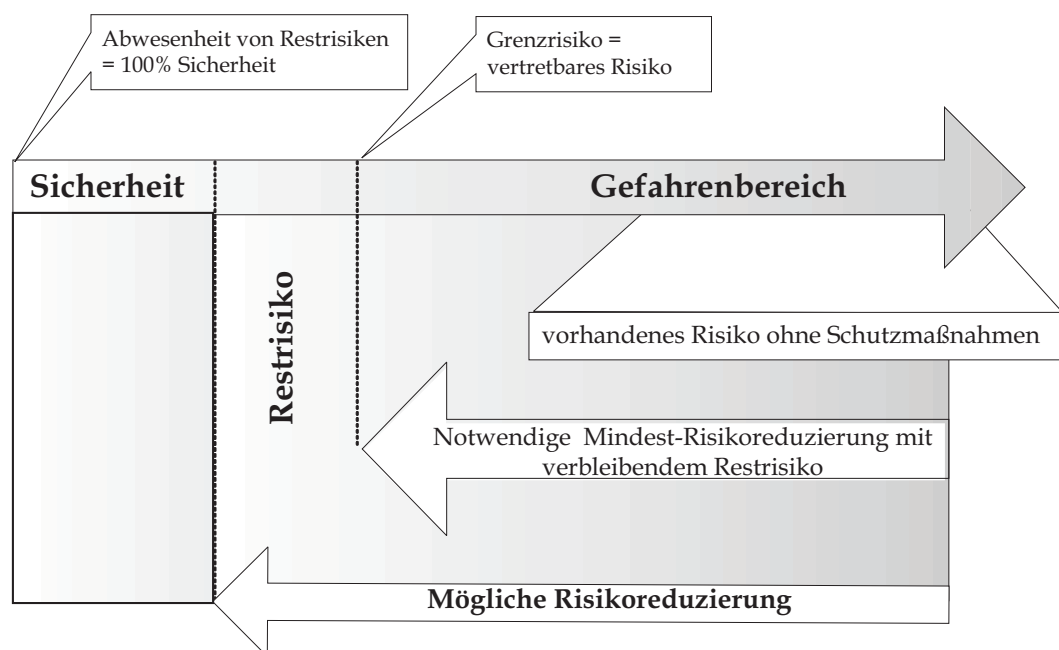


Abbildung 9: Risikoachse mit den Begrifflichkeiten Sicherheit, Gefahr und Risiko

Durch geeignete Maßnahmen kann das Risiko reduziert und der Gefahrenbereich eingeeengt werden. Weiterhin wird deutlich, dass der Begriff der Sicherheit ein relativer Begriff ist, der sich nur durch ein Nichtvorhandensein von Risiken definieren lässt. Nur im unwahrscheinlichen Fall der Abwesenheit von Restrisiken stellt sich eine 100%ige Sicherheit ein.

²⁸ Dr. Böhmer, W., Virtual Private Networks, 2. Auflage Mai 2005, ISBN 3-446-22930-2, Hanser-Verlag

Wird das Risiko – und mit ihm die Schadens Erwartung – auf ein Minimum reduziert, so spricht man von relativer Sicherheit. Das verbleibende Risiko wird dann als Restrisiko bezeichnet. Erfolgt hingegen eine Reduzierung des Risikos nicht auf ein Minimum, sondern auf höhere Werte, so existiert ein als Grenzkrisiko bezeichneter Schwellenwert, bei dessen Überschreiten der Zustand der Gefahr erreicht wird. Die Gefahr liegt somit zwischen der Sicherheit und dem nicht reduzierten Risiko.

Das Risiko (r) ist das Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses (Ep) und Schadenumfang (d):

$$r = E_p * d \quad (\text{risk} = \text{Eventprobability} * \text{damage})$$

Die Methode fußt auf der DIN VDE 3100-2 1987 und damit auf dem allgemein anerkannten Grundsatz zur Risikobestimmung. Die Gleichung kann dahingehend interpretiert werden, dass ein geringes Risiko (r) dann besteht, wenn mit einer geringen Wahrscheinlichkeit ein wenig schädliches Ereignis eintritt. In dem Maße, wie Eintrittswahrscheinlichkeit und / oder Schadensumfang wachsen, wächst auch das Risiko. Weiterhin wird die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses auf einen Zeitraum von 365 Tagen bezogen (siehe auch Kapitel: „Die Endverbraucher“).

Wie wird aber nun das Risiko monetär gemessen? Dazu ein Auszug aus der Schrift „Statistische Methoden und ihre Anwendungen“:

„Die Einheit des Risikos wird in monetären Maßeinheiten, also einer Währung, gemessen. Dies folgt aus der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses, die dimensionslos ist, sich zwischen 0 und 1 bewegt und dem ersten Axiom der Wahrscheinlichkeit²⁹ genügt. Das erste Axiom der Wahrscheinlichkeit besagt, dass Ereignisse, deren Eintrittswahrscheinlichkeit Null ist, durchaus eintreten können.“

Anm.: Ein Axiom ist ein Grundsatz, der nicht bewiesen werden kann.

²⁹ Kreiszig, E., Statistische Methoden und ihre Anwendungen, Nachdr. der 7. Auflage, Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen, 1982, ISBN 3-525-40717-3

3.6 Das 2-Zonen-Modell

Die Erzeugung elektrischer Energie, dessen Übertragung und Verteilung bis zum Endverbraucher geschieht in 3 Ebenen:



Abbildung 10: Das 2-Zonen-Modell

Wie die Abbildung 10 zeigt, liegen im Einflussbereich des Kunden nur die Endverbraucher im NS (Niederspannungsnetz), die dafür notwendigen NSV (Niederspannungsverteiler) und eventuell Teile des industriellen MS (Mittelspannungsnetzes). Informationen für das Analyseinstrument können im Einflussbereich des Kunden meist mit begrenzten Mitteln beschafft werden. Für die Informationsbeschaffung im Bereich der EVUs gestaltet sich dies oft als langwieriger und recht aufwendiger Prozess, der nicht selten mit Fehlinformationen versehen ist.

Die Übertragung und Verteilung elektrischer Energie von der Erzeugung zum Endverbraucher vollzieht sich in Deutschland wie in anderen Industrieländern auf mehreren Spannungsebenen (siehe Abbildung 11):

- 380 kV / 400 kV Höchstspannungsebene im Verbundsystem / Übertragung
- 110 kV Hochspannungsebene im Übertragungsnetz (HS) / Übertragung

- 10 kV / 20 kV Mittelspannungsebene im Übertragungsnetz (MS) / Übertragung und Endverbraucher
- 400 V Niederspannungsebene im Übertragungsnetz (NS) / Endverbraucher

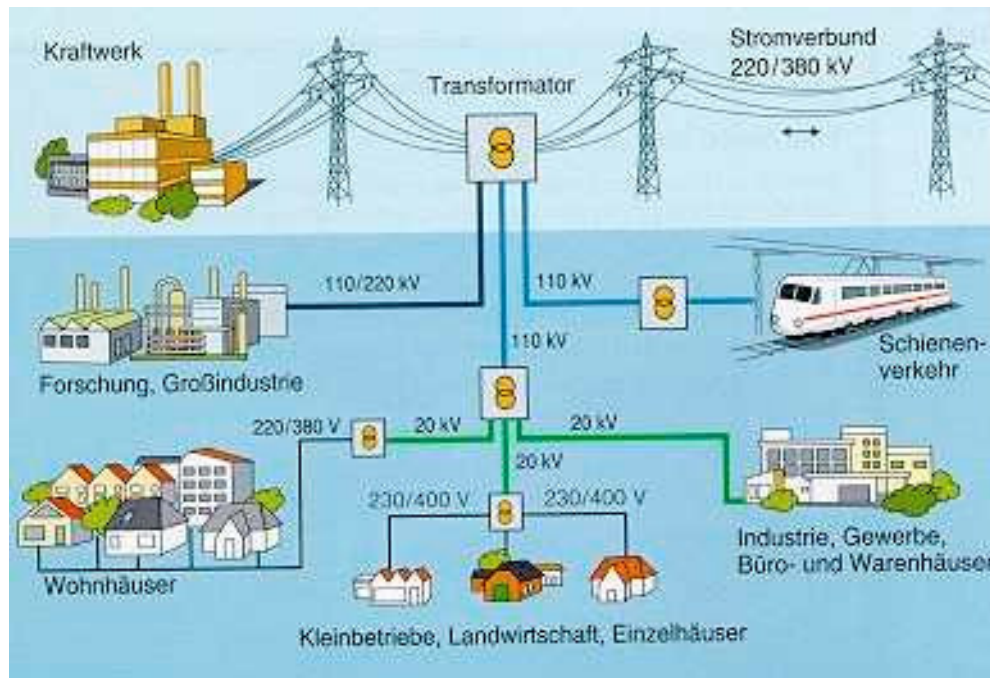


Abbildung 11: Der Stromweg im 2-Zonen-Modell ³⁰

3.6.1 Die Erzeuger

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland³¹ ist aus der Abbildung 12 ersichtlich. Dabei ist zu bemerken, dass der Primärenergieverbrauch seit 1990 sogar einen rückläufigen Trend aufweist. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Primärenergiebedarfsdeckung ist dabei gestiegen – beträgt jedoch nur ca. 3%.

³⁰ Verband der Netzbetreiber – VDN e.V., www.vdn-berlin.de

³¹ Innovation und neue Energietechnologien, Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, www.bmwa.bund.de

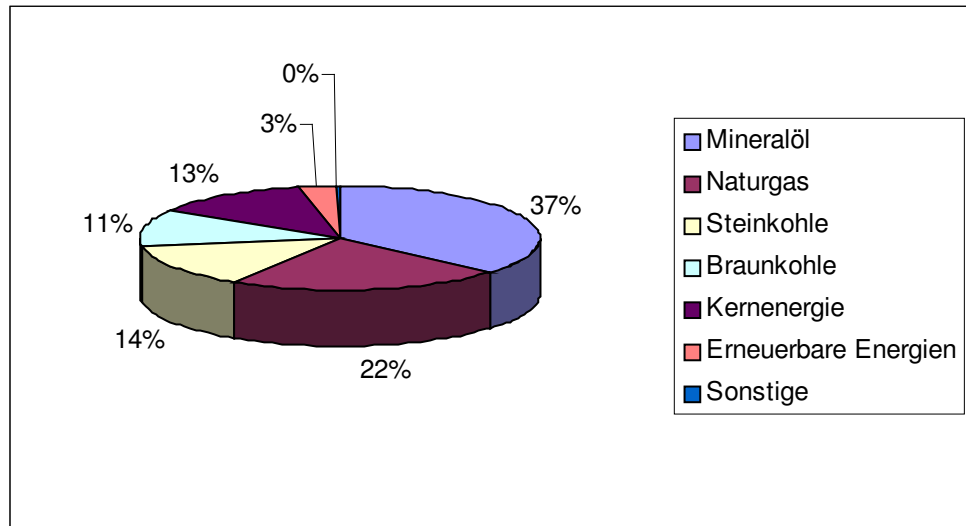


Abbildung 12: Primärenergieverbrauch

Positiv ist jedoch, dass die energiebedingten klimawirksamen CO₂-Emissionen rückläufig sind und in 2003 rund 15% unter dem Niveau des Jahres 1990 lagen.

3.6.1.1 Erneuerbare Energien und Versorgungssicherheit

Der Begriff der Versorgungssicherheit findet sich oft in energiepolitischen Diskussionen. Die Versorgungssicherheit ist entweder direktes Ziel oder eine zwingende Nebenbedingung. Ebenso findet der Begriff immer wieder Eingang in die Diskussionen um erneuerbare Energien. Dies ist u.a. vor dem Hintergrund zu sehen, dass die größten Steigerungen in der regenerativen Stromerzeugung im Bereich der Windkraft erzielt wurden und Wind eine unsichere Energiequelle ist. Somit leistet die Windkraft nur einen geringen Beitrag zur Versorgungssicherheit eines Kraftwerksparks. Dies hängt nicht nur mit der geringen Volllaststundenzahl zusammen, sondern insbesondere auch mit der stochastischen Abhängigkeit des Erzeugungsausfalls von Windkraftanlagen bei keinem oder geringem Windangebot. Die Zusammenhänge werden in den folgenden Kapitel verdeutlicht.

3.6.1.1.1 Charakteristika der Winderzeugung

Die Erzeugungskapazität für Strombereitstellung aus Windenergie hat insbesondere in Deutschland in den letzten Jahren stark zugenommen, wie aus den Berichten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu entnehmen ist³². Die unten stehende Abbildung 13 zeigt den Beitrag der erneuerbaren Energien (hellblau stellt die Windenergie dar) zur Stromerzeugung.

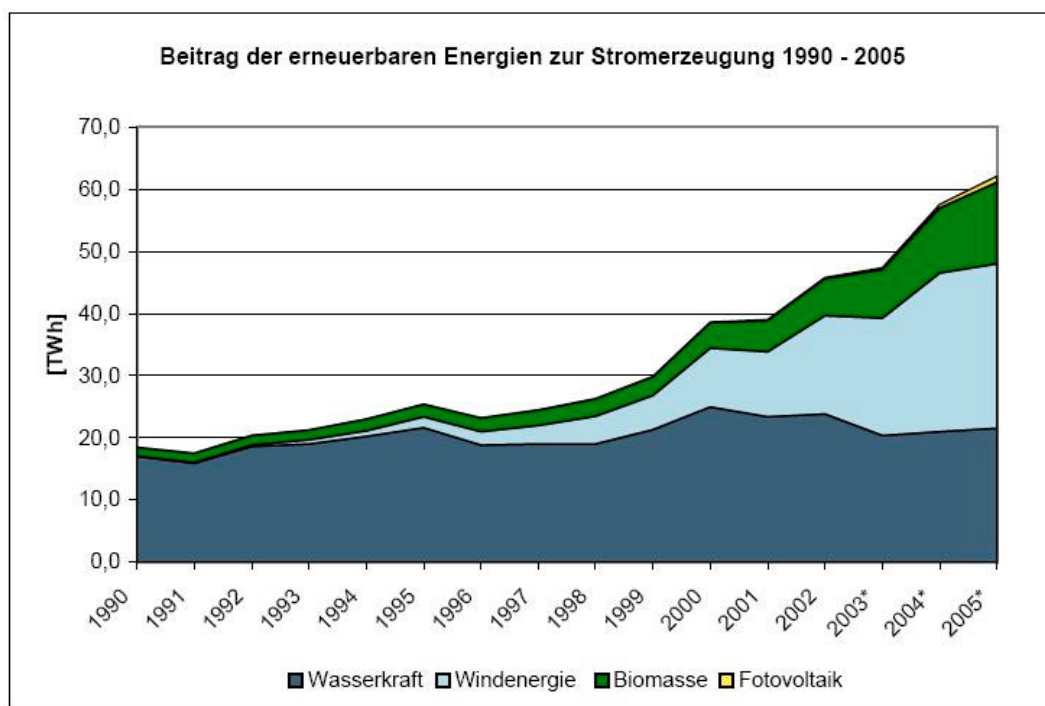


Abbildung 13: Entwicklung der Winderzeugung in Deutschland

Aus energiewirtschaftlicher Sicht hat die Stromerzeugung aus Windkraft einige anspruchsvolle Eigenschaften. Bis zu einer Windgeschwindigkeit von etwa 13 m/s steigt die erzeugte Leistung der Windkraft linear mit der Windgeschwindigkeit an. Änderungen in der Windgeschwindigkeit führen unmittelbar zu größeren Änderungen in der Stromerzeugung (siehe Abbildung 14). Das Optimum der Leistung (P) ist somit von der Windgeschwindigkeit und der Drehzahl (n) des Generators abhängig.

³² www.bmu.de/erneuerbare_energien und www.erneuerbare-energien.de

Synchrongeneratoren mit direkter Netzkopplung können nur mit einer konstanten Drehzahl betrieben werden, da die Drehzahl von der Netzfrequenz fest vorgegeben ist. Durch eine Getriebeübersetzung kann die Anlage deshalb nur auf eine Windgeschwindigkeit optimiert werden. Bei allen anderen Windgeschwindigkeiten wird weniger Leistung entnommen als möglich wäre³³.

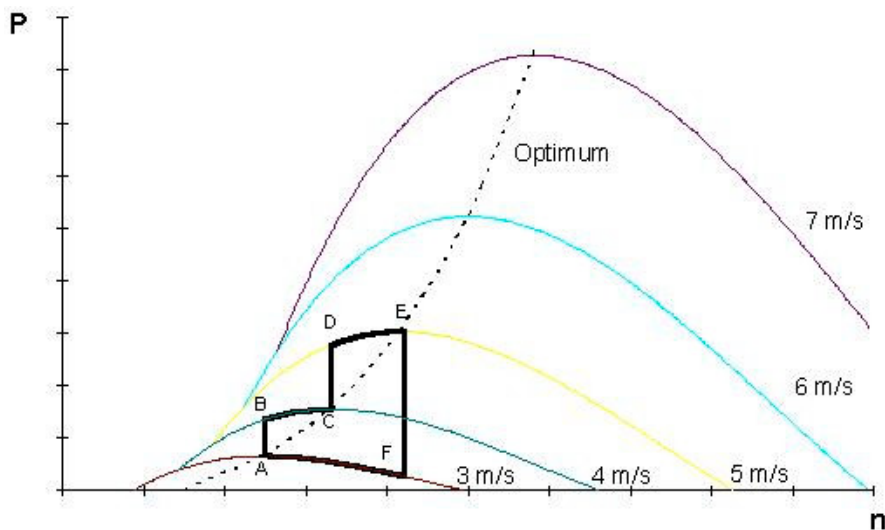


Abbildung 14: Leistung über die Drehzahl bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten

Steigt die Windgeschwindigkeit über 24 m/s (dies entspricht ca. 90 km/h), fällt die Erzeugung abrupt ab. Um Beschädigungen zu vermeiden, schalten die Windkraftanlagen ab. Aus einem schwankenden Windangebot ergibt sich damit eine schwankende Energieerzeugung aus Windkraft. Bei Windkraftanlagen ist zu berücksichtigen, dass, anders als bei thermischen Kraftwerksblöcken, der Ausfall stochastisch abhängig ist. Weht kein Wind, fallen zumindest großräumig alle Windkraftanlagen aus bzw. erzeugen auf entsprechend niedrigem Niveau. Für die Stromwirtschaft ist dies ein wichtiger Aspekt;

³³ TU Berlin, Institut für elektrische Energietechnik, Fachgebiet Erneuerbare Energien, emsolar.ee.tu-berlin.de/forschung/pmsynwind

bisher waren die Erzeugungsanlagen in ihrer Ausfallwahrscheinlichkeit weitgehend³⁴ stochastisch unabhängig.

Für die Zukunft wird mit einem weiteren umfangreichen Ausbau der Windenergie gerechnet. Das Deutsche Windenergie Institut DEWI mit Sitz in Wilhelmshaven rechnet bis 2012 mit knapp 30 GW Windkapazität in Deutschland³⁵.

3.6.1.1.2 Versorgungssicherheit aus einem Kraftwerkspark

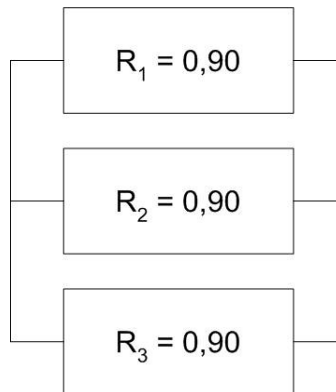
Aus vielfältigen Gründen kann es bei einem einzelnen Kraftwerk zu Produktionsausfällen kommen. Da von der Stromwirtschaft ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gefordert wird, stehen Reservekraftwerkskapazitäten bereit, um Erzeugungsausfälle auszugleichen. Es besteht jedoch immer eine (in der Regel sehr geringe) Wahrscheinlichkeit³⁶, dass selbst ein überdimensionierter Kraftwerkspark eine gegebene Nachfrage nicht befriedigen kann, da natürlich auch die Reservekraftwerke und die Reservekraftwerke für die Reservekraftwerke ausfallen können. Da die einzelnen Kraftwerke parallel in einem Kraftwerkspark betrieben werden und jede einzelne Zuverlässigkeit eines Kraftwerks niemals 100% sein kann, ergibt sich damit entsprechende Gleichung³⁷:

³⁴ Typenfehlern bei Kraftwerken, Einschränkungen in der Versorgung mit Primärenergieträgern und ähnliches haben auch bisher eine gewisse, geringe stochastische Abhängigkeit bei Kraftwerksausfällen begründet.

³⁵ Präsentation des DEWI zur WindEnergy Study 2004, www.dewi.de

³⁶ Wir nehmen in unserem Beispiel eine Zuverlässigkeit von 90% an. Die technische Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls eines laufenden Kraftwerks ist deutlich geringer. Allerdings sind bei einer mittelfristigen, d.h. insbesondere auch jahresübergreifenden Betrachtung Stillstandzeiten für Instandhaltung etc. ebenfalls zu berücksichtigen.

³⁷ Heise, Wolfgang, Praxisbuch Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit, R&M-Programm für Automobilzulieferer und den Maschinen- und Anlagenbau, Jan. 2002, ISBN 3-446-21930-74



$$R = 1 - (1-R_1) * (1-R_2) * (1-R_3) * \dots * (1-R_n)$$

$$R = 1 - (1-0,9) * (1-0,9) * (1-0,9)$$

$$R = 1 - (0,1) * (0,1) * (0,1)$$

$$R = 1 - 0,001 = 0,999 \text{ oder } 99,9\%$$

Die Zuverlässigkeit eines Kraftwerkblocks wird im Weiteren als gegeben angenommen (hier 90%). In der Praxis ist die Bestimmung allerdings außerordentlich komplex. Die Abgrenzung von technischer und kommerzieller, kurzfristiger und mittel-/langfristiger Zuverlässigkeit ist dabei fließend und wird von unterschiedlichen Quellen unterschiedlich bewertet und gewichtet.

Die obige Darstellung bezieht sich auf parallel geschaltete Systeme (hier am Beispiel eines Kraftwerkparks). Die Betrachtung von seriell geschalteten Systemen bzw. die Betrachtung von Mischformen erfolgt im Kapitel „Das Übertragungssystem / Netzformen“.

3.6.1.1.3 Praxisbezug und Prognose

Lässt die Winderzeugung plötzlich nach, kann ein Ausgleich nur mit Kraftwerken geschehen, die entweder kurzfristig beginnen können, Strom zu erzeugen, oder die bereits androsslet (in Teillast) fahren und ihre Stromerzeugung kurzfristig bis zur Volllast ausweiten können. Die Fähigkeit eines gegebenen Kraftwerkparks, große Erzeugungs-

oder Nachfrageschwankungen auszugleichen, ist dabei begrenzt. Kurzfristig können nur (Pump-)Speicherkraftwerke und Gasturbinen mit der Stromproduktion beginnen.

Folgende zahlenmäßige Betrachtung wurde von Herrn Müller, Christoph als Manuskript bei der DVWG (Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e.V. ISBN 3-937877-15-0) veröffentlicht:

„In Deutschland kann die verfügbare Kapazität auf 5 GW für (Pump-) Speicherkraftwerke und 10 GW für Gasturbinen, insgesamt also 15 GW, geschätzt werden³⁸. Laufwasserkraftwerke, Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke sind in Deutschland Grundlastkraftwerke, für die in der Regel ein Teillastbetrieb nicht vorgesehen ist. Für einen Teillastbetrieb stehen in Deutschland somit im Wesentlichen nur die 36 GW Steinkohlekraftwerke zur Verfügung. Allerdings können nicht die gesamten 36 GW als kurzfristig bereitstellbare Kapazität angesetzt werden. Steinkohlekraftwerke können nicht unter eine Mindestlast fallen, die typischerweise 30% der installierten Kapazität beträgt, ohne abzuschalten. Die 36 GW Steinkohlekapazitäten müssen also mindestens mit einer Last von 11 GW fahren, um einen maximalen kurzfristigen Lasthub von 25 GW bereitzustellen. Ein Teil der kurzfristigen Kraftwerkskapazität ist für ungeplante Kraftwerksausfälle sowie für stochastische Angebots- und Nachfrageschwankungen vorgesehen. In Deutschland sehen die vier Übertragungsnetzbetreiber hierfür ein Volumen von rund 5 GW vor³⁹.“

³⁸ Eine verlässliche öffentliche Datenbasis zu Kraftwerkskapazitäten im deutschen Markt liegt nicht vor. Im Weiteren werden Daten nach Jahrbuch 2002, Verlag Glückauf, Essen, 2001 verwendet.

Gasturbinen	10 GW
(Pump-)Speicherkraftwerke	5 GW
Maximaler Hub aus Teillast-betriebenen Steinkohlekraftwerken	25 GW
Reserve für Kraftwerksausfälle	- 5 GW
<hr/>	
Maximal kurzfristig bereitstellbare Kraftwerkskapazität	35 GW

Wie bereits erwähnt, liegt die für Deutschland prognostizierte Windkapazität für das Jahr 2012 bei 30 GW. Der Lasttiefpunkt, korrigiert um Laufwassererzeugung, liegt in Deutschland bei 25 bis 30 GW pro Jahr, also ungefähr auf dem Niveau der für 2012 prognostizierten Winderzeugungskapazität. Fallen die Zeitpunkte sehr niedriger Last mit denen hoher Winderzeugung zusammen, wird es neben der Windkraft keine thermische Erzeugung mehr geben. Die klingt vielleicht sehr positiv, ist aber praktisch nicht möglich. Im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes werden Verfahren entwickelt werden müssen, die mit derartigen Situationen umgehen können.

Auch hier gilt: Die Gegenüberstellung von Lasttiefpunkt und Winderzeugung ist eine theoretische Extrembetrachtung. In der Praxis werden hier Einschränkungen schon sehr viel früher zu spüren sein. Die hierbei dargestellten und angerissenen Probleme sind grundsätzlich lösbar. Notwendig sind dazu allerdings erhebliche Investitionen in die Übertragungsnetze und in flexibel zu gestaltende Erzeugungskapazitäten.

³⁹ Bestimmt aus dem Einkaufsvolumen in den Regelenergiemärkten von RWE, EON, EnBW und Vattenfall.

3.6.2 Das Übertragungssystem

Informationen über das Verbundsystem und über das Verteilungsnetz sind meist schwer erhältlich. In Zuge dieser Arbeit wurden mehrere EVUs zu diesem Thema angeschrieben, mit der Bitte um Darlegung der Übertragungssysteme. Die Informationen sind entweder lückenhaft oder es wurden Gründe für die Nichtherausgabe genannt. Hier ein Auszug aus einem Antwortschreiben der EnBW Stuttgart:

„... leider können wir Ihrem Wunsch, Übersichtspläne unserer Freileitungstrassen auszuhändigen nicht entsprechen. Einerseits gibt es kein gemeinsames Planwerk, das alle Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsleitungen beinhaltet. Dies hat gesellschaftsrechtliche (für 380 kV und 220 kV ist Netzbetreiber die EnBW Transportnetz AG; die 110 kV- und 20 kV-Netze betreibt die EnBW Regional AG) sowie betriebstechnische Gründe (380 kV, 220 kV, 110 kV erfolgt die Betriebsführung an zentralen Stellen; für 20 kV an regionalen Stellen). Außerdem müssten wir über Sicherheitsfragen hinwegsehen, die sich grundsätzlich immer vor einer Herausgabe unternehmensinterner Daten stellen.“

3.6.2.1 Das Verbundsystem

Die großen zentralen Kraftwerke sind direkt in das vermaschte, starr geerdete und n-1-sichere Übertragungs- bzw. Verbundsystem eingebunden. Dieses Verbundsystem mit einer Spannung von 380 kV bzw. 400 kV, die sog. Höchstspannungsebene, koppelt die Übertragungsnetze der Länder auf dem europäischen Festland, die in der Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)⁴⁰ organisiert sind, und garantiert eine hervorragende Versorgungssicherheit auf dieser Ebene (siehe Abbildung 15).

⁴⁰ www.ucte.org/publications/library/e_default_2004.asp

Mehrere parallel betriebene Kraftwerke können sich gegenseitig bei einem Kraftwerksausfall Reserve stellen. Des weiteren wurde durch die Zusammenschaltung der Netze die Möglichkeit geschaffen, Kraftwerke wirtschaftlicher einzusetzen. Auch im Höchstspannungsnetz erreichte die Parallelschaltung der Teilnetze an mehreren Kuppelstellen erhöhte Sicherheit. Es entstanden Leitungsringe bzw. Leitungsmaschen. Bei Ausfall einer Leitung kann der Strom über die verbleibende(n) Leitung(en) fließen.

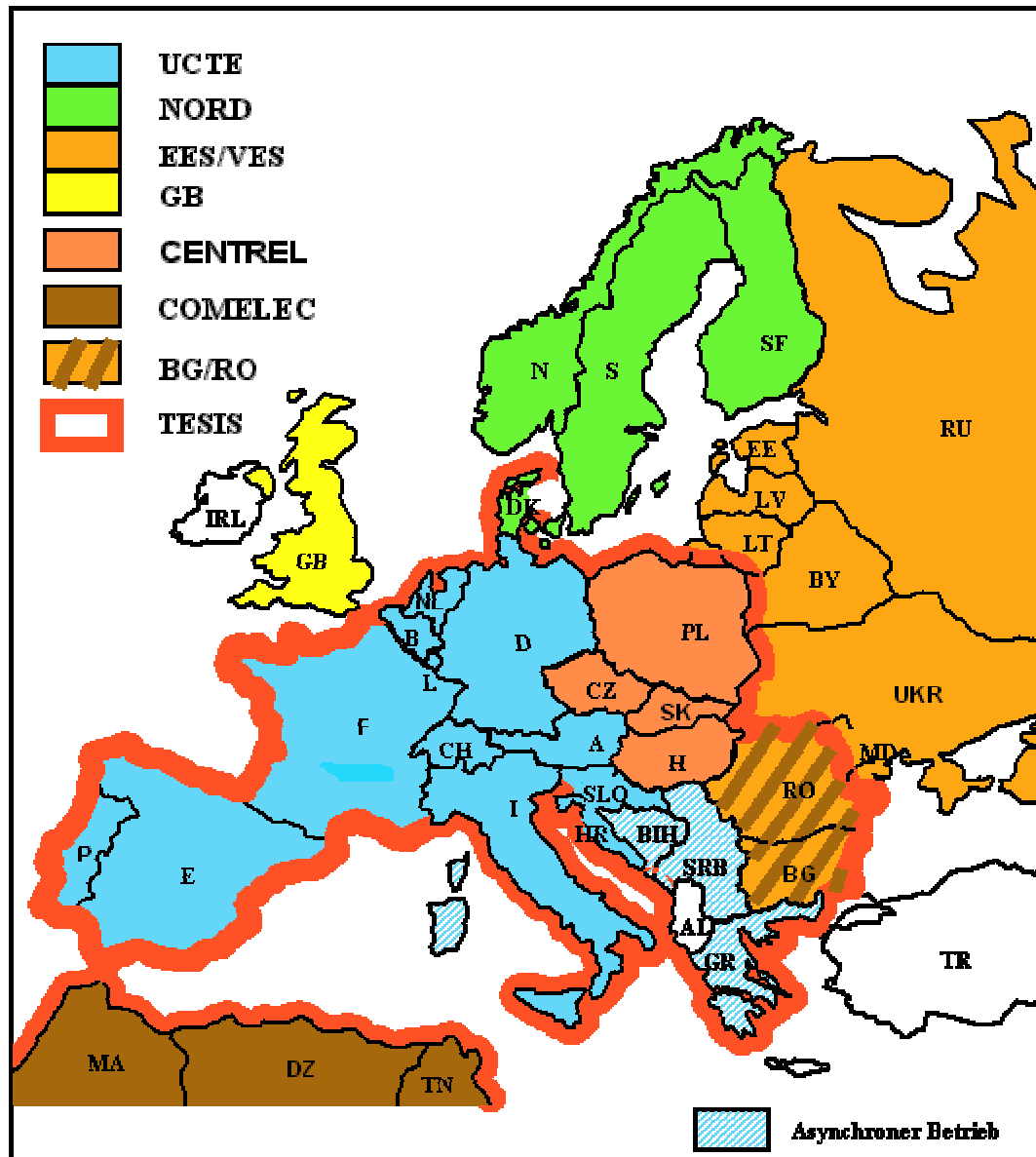


Abbildung 15: UCTE – Frequenzsynchronne Gebiete in Europa⁴¹

⁴¹ Verband der Netzbetreiber – VDN e.V., www.vdn-berlin.de

In Deutschland existieren z. Zt. vier Übertragungsnetzbetreiber (siehe Abbildung 16), die ihr 380-kV- und 220-kV-Netz über nationale Kuppelleitungen zum deutschen Übertragungsnetz zusammengeschaltet haben. Das 380-kV-Netz und das 220-kV-Netz sind über Transformatoren, so genannte Netzkuppler, miteinander elektrisch verbunden. Das Übertragungsnetz endet aber nicht an der deutschen Grenze. Internationale Kuppelleitungen von Deutschland zum benachbarten Ausland sowie Kuppelleitungen ausländischer Partner untereinander schalten die Teilnetze zu einem synchron betriebenen europäischen Höchstspannungsnetz zusammen.

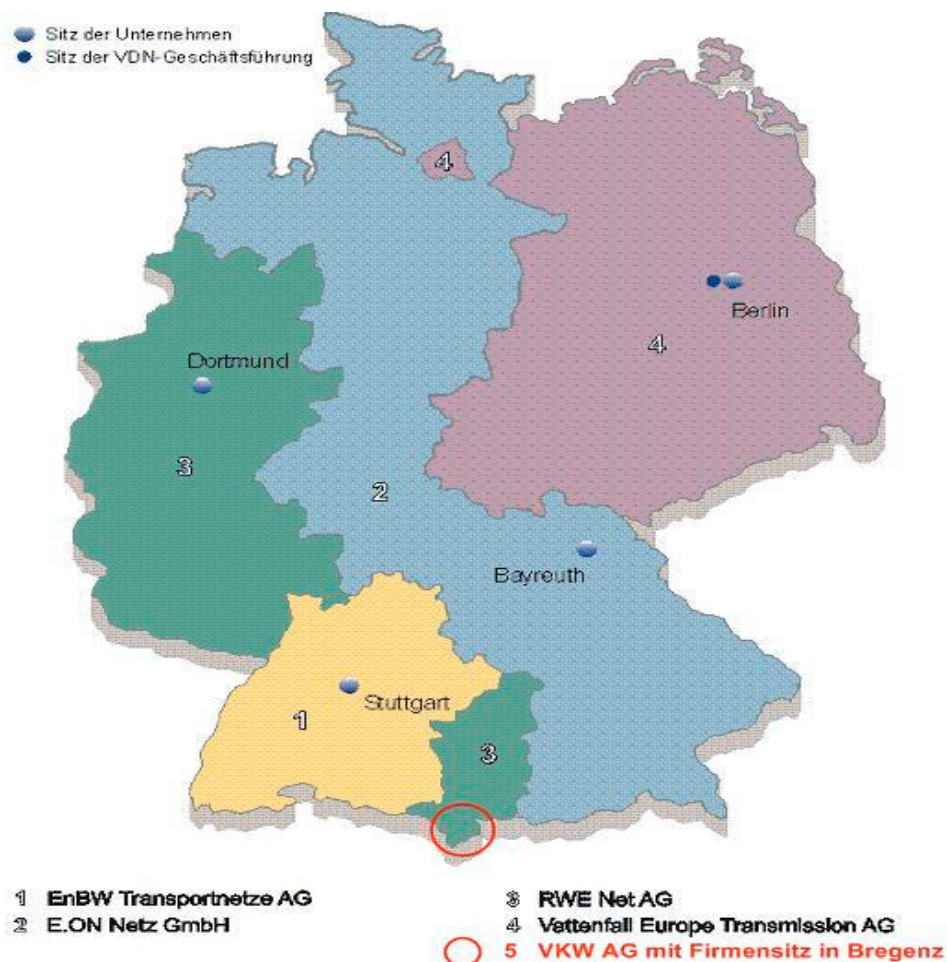


Abbildung 16: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Stand April 2002

Ein wesentliches Ziel des Verbundbetriebes in der Elektrizitätswirtschaft ist es, den Austausch elektrischer Energie zwischen den Netzbetreibern unter Einhaltung der Sicherheit zu ermöglichen und zu fördern (siehe Abb. 17). Um den Export/Import auch in einem stark vermaschten Netz gezielt beeinflussen und regeln zu können, wird europaweit jede Regelzone mit Hilfe der Leistungs-Frequenz-Regelung auf den Programmwert eingeregelt. Die Leistungs-Frequenz-Regelung sorgt ausserdem im Zusammenspiel mit den primär geregelten Kraftwerken für die Einhaltung der Netzfrequenz (i. d. R. 50 Hz).

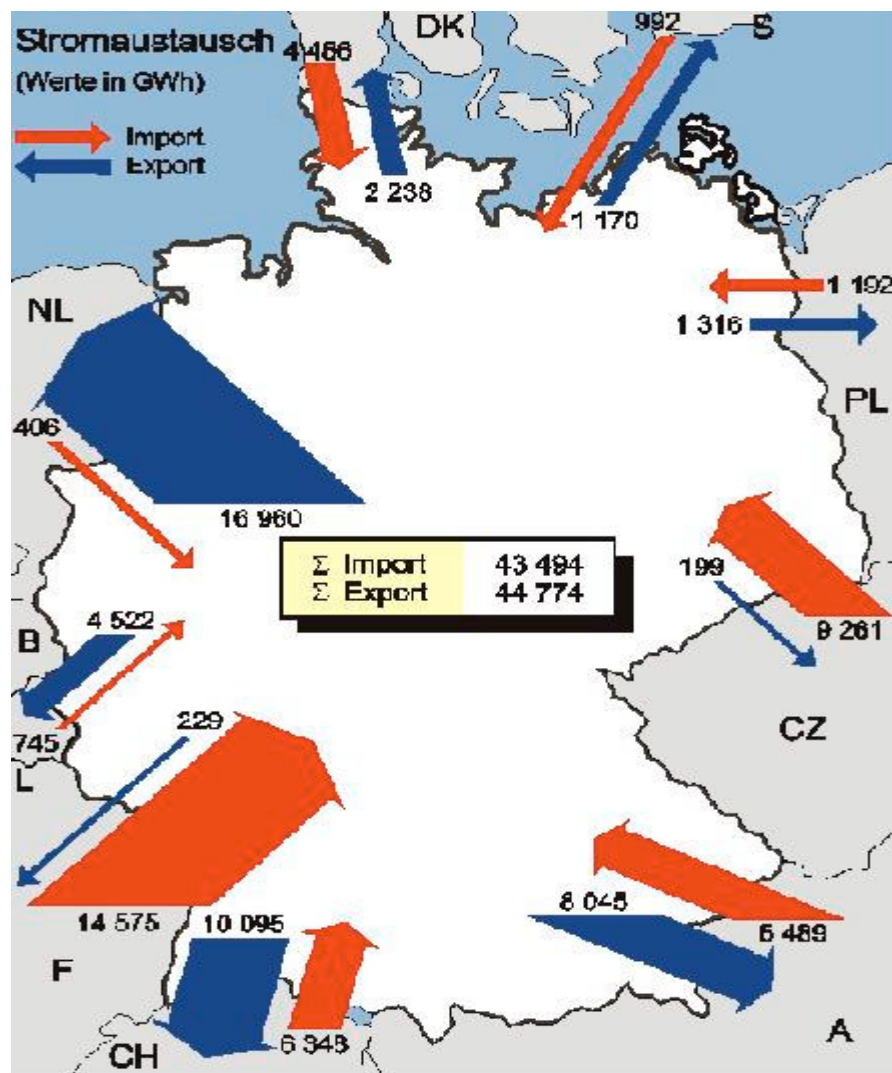


Abbildung 17: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern, Stand 2001

3.6.2.2 Das Verteilungsnetz

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz ist das Verteilungsnetz die drei folgenden Spannungsebenen gegliedert: Das Hochspannungsnetz (HS) mit einer Nennspannung von 110 kV ist dabei in mehrere Teilnetze aufgeteilt, die aus dem Übertragungsnetz gespeist und zum größten Teil davon losgelöst betrieben werden. Aus den 110-kV-Hochspannungsnetzen (HS) werden die regionalen öffentlichen und industriellen Mittelspannungsnetze (MS) mit typischen Nennspannungen von 10 bzw. 20 kV versorgt. Aufgrund der unterschiedlich gewachsenen Strukturen – insbesondere bei industriellen MS-Netzen – sind derzeit Netze mit verschiedenen Methoden der Sternpunktbehandlung und mit Nennspannungen von 6 bis 35 kV in Betrieb. Die starr geerdeten öffentlichen Niederspannungsnetze (NS) mit 400 V Nennspannung und ausgeführtem Neutralleiter werden wiederum aus den öffentlichen MS-Netzen gespeist. Wichtig ist an dieser Stelle zu erwähnen, dass oftmals nur das übergeordnete Übertragungs- bzw. Verbundsystem in einer n-1-sicheren Auslegung betrieben wird.

Die unterlagerten Verteilebenen der Mittel- und Niederspannung werden wegen der geringeren Schadenskosten meistens ohne redundante Netzstrukturen ausgestattet. Hierdurch führt jede Leitungsunterbrechung auch zu einer Versorgungsunterbrechung. Aus Sicht der EVUs rechnen sich die vermiedenen Netzausbaukosten aber nicht im Vergleich zu den vermiedenen Schadenskosten. Aufgrund dieser Strukturregeln der Netze ist verständlich, dass 80% der Stromunterbrechungen beim Kunden durch die Mittelspannungsnetze verursacht werden.

3.6.2.3 Kopplung Hochspannungs- / Mittelspannungsebene

Die Kopplung zwischen Hochspannungs (HS)- und Mittelspannungsebene (MS) geschieht über 50-Hz-Drehstromtransformatoren mit typischen Bemessungsleistungen im Bereich von 30 bis 50 MVA und Transportgewichten von 70 bis 90 t. Diese so genannten Verteilungstransformatoren können aufgrund ihres Gewichtes nur mit der Bahn transportiert werden. Ihr Stellplatz muss neben einem Gleisanschluss auch ein

Ölauffangbecken aufweisen, um eine Bodenverschmutzung bei einer Leckage des Transformators bzw. der Kühlanlage zu verhindern.

Um seitens der EVUs eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist eine Reservehaltung von Transformatoren unerlässlich. Bei kritischen, für den Netzbetrieb wichtigen Transformatoren besteht diese in einem zweiten, identischen Transformator, der neben dem in Betrieb befindlichen Transformator aufgestellt wird und im Fehlerfall durch Umspannen schnell eingesetzt werden kann. Für weniger kritische Transformatoren muss mindestens in jeder Netzregion ein entsprechender Transformator in Reserve gehalten werden. Um das in der Reservehaltung gebundene Kapital (Assetmanagement) möglichst gering zu halten, werden oft die Regionen weiter gefasst oder die Anzahl der Transformatoren geringer gehalten. Beide Maßnahmen führen jedoch zu einer Verringerung der Versorgungssicherheit und zu längeren Ausfall- bzw. Reparaturzeiten.

3.6.2.4 Netzformen

Für die Übertragung der elektrischen Energie werden im Wesentlichen drei unterschiedliche Netzformen eingesetzt. Es sind dies die Strahlennetze, die Ringnetze und die Maschennetze⁴² (siehe Abbildung 18).

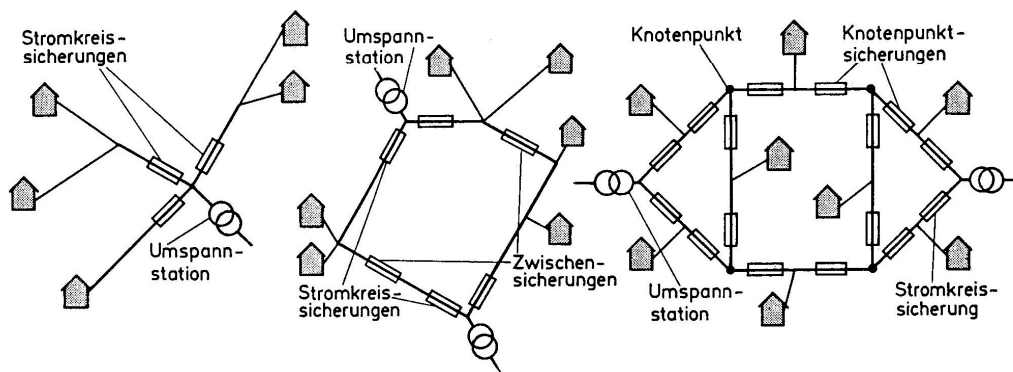


Abbildung 18: Strahlen-, Ring- und Maschennetz

⁴² Fachkunde Elektrotechnik, 10. Auflage, S. 304ff, Verlag EUROPA-Lehrmittel, ISBN 3-8085-0024-7

Strahlennetze sind offene Netze mit einseitiger Speisung. Sie sind einfach aufzubauen und gut zu überwachen. Nachteilig ist der zunehmende Spannungsabfall bis zum Ende der Leitung und die dadurch begrenzte Belastungsmöglichkeit.

Es soll hier an dieser Stelle nochmals auf die Zuverlässigkeit R eines Systems eingegangen werden. Es wird vorausgesetzt, dass es aus n Einzelteilen besteht, die unabhängig voneinander arbeiten und alle die gleiche Zuverlässigkeit R aufweisen. Bei einer Serienschaltung, wie im Beispiel der Strahlennetze, arbeitet das System nur, wenn alle Einzelsysteme (Transformatoren, Leitungen, Sicherungen, usw.) arbeiten. Man erhält die Gesamtzuverlässigkeit⁴³:

$$R_{\text{ser}} = r^n$$

Aus der folgenden Tafel sieht man, dass trotz einer hohen Einzelzuverlässigkeit von

$$r = 99,9\%$$

die Gesamtzuverlässigkeit mit wachsendem n rasch sinkt.

n	R_{ser} in %

50	95,1
100	90,4
500	60,6
1000	36,8

⁴³ Brauch, Dreyer, Haake, Mathematik für Ingenieure, Maschinenbau u. Elektrotechnik, ISBN 3-519-16500-7

Ringnetze sind geschlossene Netze, bei denen jede Stelle des Ringes von zwei Seiten her mit Energie versorgt wird. Die Ringleitung kann bei Leitungsstörungen durch Herausnehmen von Sicherungen aufgetrennt werden. Bei der Einspeisung von zwei Seiten verteilen sich die Ströme nach beiden Richtungen. Die Spannungsabfälle und damit auch die Verluste sind kleiner als bei einseitig gespeisten Leitungen (siehe Abbildung 19).

Bei einer Parallelschaltung arbeitet das System, wenn mindestens ein Einzelsystem arbeitet. Die Wahrscheinlichkeit, dass n Einzelteile defekt sind, ist $(1 - r)^n$ und damit die Gesamtzuverlässigkeit:

$$R_{\text{par}} = 1 - (1 - r)^n$$

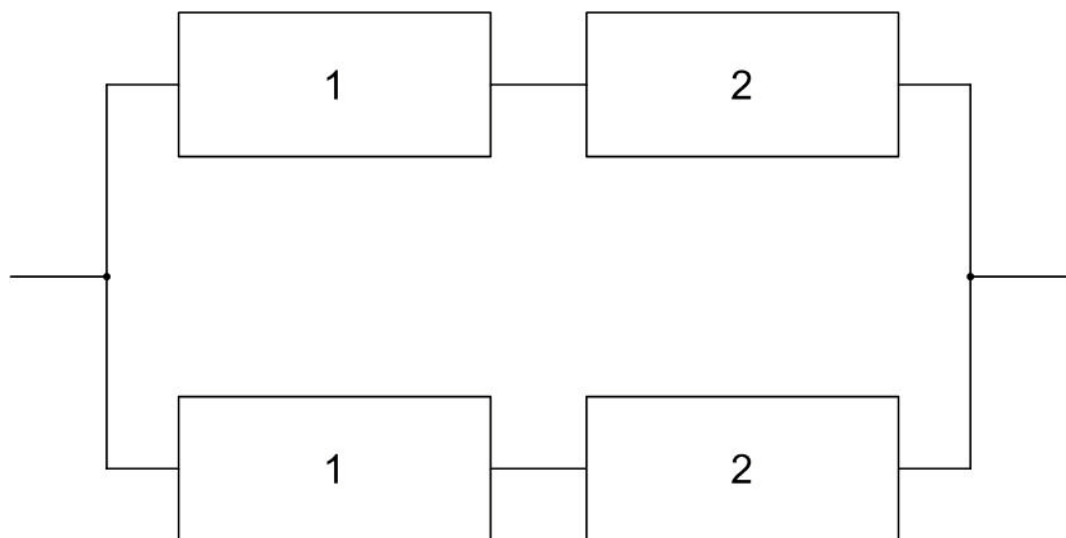


Abbildung 19: Schematische Darstellung eines Ringnetzes

Maschennetze sind mehrfach geschlossene Netze, bei denen die von den Umspannstationen ausgehenden Stromkreise in Knotenpunkten verbunden sind. Alle Hauptleitungen werden mit dem gleichen Querschnitt verlegt. Bei Maschennetzen sind die Leitungen gut ausgenützt und der Spannungsabfall ist gering. Weitere Redundanzen wie Umspannstationen oder Transformatoren lassen sich ohne größere Änderungen in das

Maschennetz einfügen. Die Umspanner in den Umspannstationen sind so bemessen, dass beim Ausfall einer Umspannstation oder eines Umspanners die Versorgung von anderen Umspannstationen übernommen werden kann. Die Netzvermaschung eignet sich besonders in der Zone 2, wenn hohe Ansprüche an die Verfügbarkeit der Kabelnetze gestellt werden.

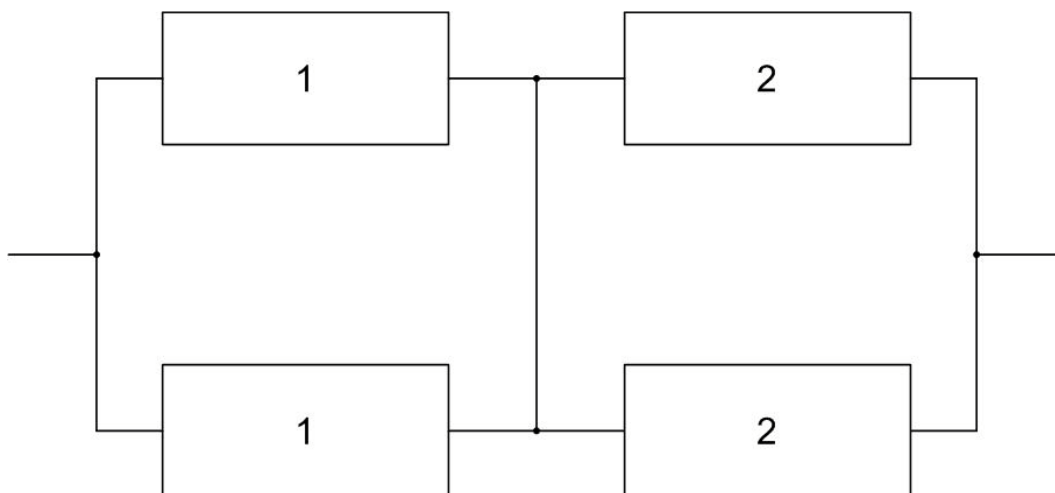


Abbildung 20: Schematische Darstellung eines Maschennetzes

Es kann mathematisch bewiesen werden, dass die Wahrscheinlichkeit eines Defektes bei der letztgenannten Netzform (siehe Abbildung 20) am geringsten ist. Sie stellt somit bezüglich der Versorgungssicherheit die beste Implementierung dar.

3.6.2.5 Freileitung oder Kabel?

Freileitungen sind heute wichtigster Bestandteil des Übertragungsnetzes. Sie gewährleisten eine verlustarme Übertragung mit 380 kV-Höchstspannung und ermöglichen jederzeit eine ausreichende sowie zuverlässige Energieversorgung. Auch in absehbarer Zeit wird sich eine wirtschaftliche Übertragung von Strom nur über Freileitungen verwirklichen lassen, da sie gegenüber dem Kabel technische Vorteile haben und deutlich kostengünstiger sind. Die Netzbetreiber sind dabei um eine schonende Einbindung der Leitungstrassen in die Landschaft bemüht.

Für die Energieverteilung im Mittel- und Niederspannungsnetz in dicht bebauten Gebieten mit hohem Strombedarf werden heute überwiegend Kabel eingesetzt. Auch in ländlichen

Regionen gewinnt diese Technik zunehmend an Bedeutung. Die Kabel transportieren den Strom von den Verteil- zu den Ortsnetzstationen und von dort mit der üblichen Netzspannung zu den Kunden. Der Kabelanteil im Mittel- und Niederspannungsnetz wächst kontinuierlich. Vereinzelt werden Kabel auch in dichter bebauten Gebieten, wenn nicht genügend Platz zur Verfügung steht, in der Hochspannungsebene eingesetzt.

Beim Vergleich Kabel-Freileitung ist zu beachten, dass Kabel

- bei gleichem Leiterquerschnitt eine geringere Übertragungsleistung haben,
- nur sehr begrenzt überlastbar sind,
- eine längere Zeit für Reparaturen benötigen und
- das Mehrfache einer Freileitung kosten.

Dabei gilt: Je höher die Spannung, desto teurer wird ein Kabel im Verhältnis zu einer Freileitung. Freileitungen und Kabel können das Landschaftsbild verändern. Der Eingriff einer Freileitung ist zwar deutlicher sichtbar, doch auch Kabeltrassen hinterlassen Spuren. Sie dürfen weder bebaut, noch mit tieferwurzelnden Gewächsen bepflanzt werden. Die erforderlichen Gräben greifen stärker in die gewachsenen Bodenschichten ein als Fundamente von Freileitungen. Im 20 kV- und 400 V-Bereich werden innerorts immer öfter Kabel verlegt; meist um einem schöneren Umgebungsbild gerecht zu werden.

3.6.2.6 Hochspannungsgleichstromübertragung

Eine besondere Form des Übertragungssystems ist die Hochspannungsgleichstromübertragung⁴⁴ (HGÜ). Die klassische HGÜ bzw. High-Voltage Direct-Current Transmission (HVDC) wird seit der Inbetriebnahme der HGÜ zwischen dem schwedischen Festland und der Insel Gotland 1954 erfolgreich eingesetzt und weltweit zur wirtschaftlichen Übertragung hoher Leistungen über weite Entfernungen (> 500 km) und bei Seekabelverbindungen genutzt. Damals wurde ein 90 km langes Kabelsystem

⁴⁴ Asplund, G., Eriksson, K., Svensson, K., HVDC Light – Gleichstromübertragung mit Spannungszwischenkreis-Umrichtern, ABB Technik, Nr. 1, 1998, S. 4 - 9

100kV/20MW von der damaligen schwedischen ASEA (Gründungsfirma der ABB⁴⁵) installiert. Die HGÜ bietet dabei folgende Vorteile:

- Gleichstromleitungen sind billiger als Drehstromleitungen.
- Der Blindleistungsbedarf langer Drehstrom-Freileitungen und besonders
Drehstrom-Kabel entfällt.
- Kupplung von Netzen unterschiedlicher Frequenz.
- Einspeisung von Wirkleistung in ein Drehstromnetz, ohne damit gleichzeitig die
Kurzschlussleistung zu erhöhen.
- Regelung und Begrenzung von Austauschleistung auf Kuppelleitungen.

In speziellen Fällen, insbesondere beim Anschluss entlegener Verbraucher bzw. Erzeuger (z.B. Inselnetze oder Offshore-Windparks), stellt diese Technik eine interessante Alternative zur konventionellen Drehstromübertragung mittlerer Leistungen (bis ca. 200 MW) auch über kurze Entfernungen dar.

3.6.3 Die Endverbraucher

Die Endverbraucher werden als Verbraucher von elektrischer Energie definiert, welche elektrische Energie für den Eigenverbrauch benötigen. Somit liegt der klassische ‚Endverbraucher‘ in der Zone 2 und stellt jegliche Form von elektrisch betriebenen Systemen (kapazitive, induktive und rein ohmsche Verbraucher) dar. Im Folgenden wird die Berechnung der prozentualen Versorgungssicherheit und die Definition der Spannungsqualität von Endverbrauchern dargestellt.

⁴⁵ Quelle: www.abb.de

3.6.3.1 Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit heißt, Unterbrechungen in der Versorgung als Folge von Fehlern im Netz auf ein Minimum zu reduzieren. Sie wird normalerweise an der Zahl der Unterbrechungen und der durchschnittlichen Unterbrechungszeit pro Jahr gemessen. In Deutschland liegt die durchschnittliche Unterbrechungszeit bei 10 – 20 min/Jahr, in einigen anderen europäischen Ländern erreicht sie jedoch wesentlich höhere Werte von immerhin einigen Stunden pro Jahr.

Berechnungsgrundlage für die Angabe in %:

1 Jahr = 365 Tage / 1 Tag = 24 Std. / 1 Std. = 60 min. / 1 min. = 60 sec.

1 Jahr = $365 * 24 * 60 * 60 = 31.536.000$ sec.

99% 87 Std., 36 min.

99,9% 8 Std., 45 min.

99,99% 52 min., 33 sec.

99,999% 5 min., 15 sec.

Von den EVUs wird der Betrachtungszeitraum meistens auf ein (Kalender-)Jahr gesehen und führt zu den oben genannten %-ualen Werten. 99,999% Verfügbarkeit ist ein stolzer Wert – jedoch kann dies bedeuten, dass die elektrische Energieversorgung für über 5 Minuten an einem Vormittag nicht zur Verfügung steht. Wenn wir den Berechnungszeitraum dabei auf einen Arbeitstag (8 Std.) reduzieren, ergäbe dies einen %-tualen Wert von nur 98,9% der Verfügbarkeit. Bei der Betrachtung auf 24 Std. wären es 99,63%. Dieses Rechenbeispiel verdeutlicht anschaulich, welche Bedeutung der zugrunde gelegte Betrachtungszeitraum dabei spielt.

3.6.3.2 Spannungsqualität

Spannungsqualität bedeutet, die Abweichung der dreiphasigen Spannungsverläufe von deren Sollverlauf in Bezug auf Amplitude, Frequenz, Phasenlage und Sinusform zu minimieren⁴⁶. Die Spannungsqualität wird im Wesentlichen von folgenden Vorgängen beeinträchtigt⁴⁷, wie Holger Wrede in seiner Dissertation schreibt:

- *„Spannungseinbrüche
(Dauer wenige ms bis zu einigen 100 ms) treten vor allem als Folge von Fehlern oder Schalthandlungen im Netz als auch von großen Laständerungen auf*
- *Überspannung
(einige ms bis zu einigen s) entstehen sowohl bei Blitzeinschlägen in das Netz als auch bei Schalthandlungen und großen Laständerungen (z.B. Lastabwürfen)*
- *Oberschwingungen
entstehen in Folge von Nichtlinearitäten im Netz (z.B. Schaltnetzteile / elektronische Transformatoren⁴⁸) und können durch Resonanzen im Netz noch verstärkt werden*
- *Flicker
sind der subjektive Eindruck von Lichtdichteänderungen aufgrund von Spannungseffektivwertschwankungen; der Frequenzbereich um 10 Hz wird wegen des Maximums der Empfindlichkeit des menschlichen Auges für diese Frequenz besonders stark bewertet*

⁴⁶ Blume, D., Schlabbach, J., Stephanblome, T., Spannungsqualität in elektrischen Netzen. Berlin – Offenbach: VDE-Verlag, 1999

⁴⁷ Wrede Holger, Beiträge zur Erhöhung von Versorgungssicherheit und Spannungsqualität in der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie durch leistungselektronische Betriebsmittel, ISBN 3-8322-2608-7

⁴⁸ McMurray, W.: Power Converter Circuits Having A High Frequency Link. US Patent 3 517 300, June 23, 1970

- *Unsymmetrien*
entstehen durch unsymmetrische Lasten und Netzelemente“

3.6.3.3 TN-S Netze

Für die Endverbraucher im IT-Bereich kommt am meisten die TN-S Netzform zum Einsatz. Bei dieser Netzform kommt es zur direkten Erdung eines Punktes (ZEP). Die Körper der angeschlossenen Betriebsmittel sind über den Schutzleiter bzw. PEN-Leiter mit dem Sternpunkt verbunden. Diese Schutzmaßnahme wird als Nullung bezeichnet. Als Schutzeinrichtung sind im TN-S-Netz Überstrom-Schutzeinrichtungen und Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen zulässig.⁴⁹

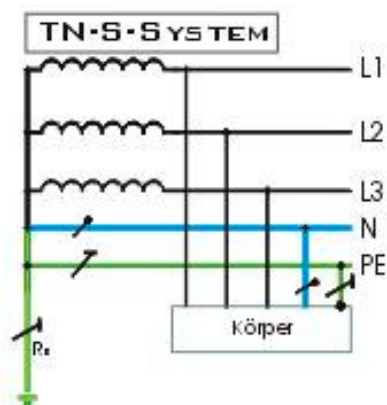


Abbildung 21: TN-S Netzform

Erster Buchstabe (Terre): Direkte Erdung eines Netzpunktes (ZEP, Zentraler Erdungspunkt) erforderlich.

Zweiter Buchstabe (Neutral): Körper ist über Schutzleiter PE (Protected Earth) mit dem geerdeten Netzpunkt (ZEP) verbunden.

⁴⁹ www.mostec.de/Anhang/Netzformen.html

Dritter Buchstabe (Separat): PE und N (Neutral) sind nach dem ZEP nicht mehr miteinander verbunden.

Eine der wichtigsten Monitorfunktionen ist die Überwachung des Reststromes auf den PE-Leitern. Dieser Strom sollte so minimal wie möglich sein und kleiner als 1% des maximalen Phasenstromes von L1, L2 oder L3 betragen. Erhöhte PE-Ströme können die ordnungsgemäße Funktion von IT-Geräten beträchtlich beeinträchtigen.

Für das messtechnische Erfassen, Bewerten und Monitoring von TN-S Netzen haben sich zwischenzeitlich einige Unternehmen am Markt etabliert⁵⁰. Diese Unternehmen bieten Dienstleistungen vorort beim Kunden an und haben den Vorteil, dass teure Messeinrichtungen zunächst nicht vom Kunden gekauft werden müssen und die durchgeführten Messungen schnell und korrekt bewertet werden können.

⁵⁰ Correct Power Institute, Institut für elektrische Anlagen, Leistungselektronik, Energieoptimierung, EMV, Elektromagnetische Felder (EMF) und Hochfrequenztechnik ,www.cp-institute.de

3.7 Der Fünf-Phasen-Plan

Ein erfolgreiches Energie-Versorgungs-System wird mittels eines Fünf-Phasen-Plans durchgeführt. Dieser folgt den allgemein anerkannten Planungsgrundsätzen des ‚Plan-Build-Run‘-Konzeptes. In dem Fünf-Phasen-Plan wird der Planungspunkt ‚Plan‘ in die beiden Phasen Analyse und Konzeption unterteilt. Ebenso wird der Planungspunkt ‚Run‘ in die Phasen Betrieb und Monitoring geteilt. Eine durchdachte Planung ist zielführend und gleichzeitig kostenschonend. Denn Fehler, die in frühen Phasen erkannt werden, können mit überschaubarem Aufwand behoben werden. Werden Fehler erst in der Pilotierung oder nach der Einführung (Roll-out) erkannt, muss für deren Beseitigung wesentlich mehr Aufwand betrieben werden, was die Kosten steigert. Planung und Design bzw. Konzeption eines Energie-Versorgungs-Systems sollten mit großer Sorgfalt durchgeführt werden, denn der Energie-Versorgung kommt eine zentrale Rolle zu und es müssen Sicherheitslücken erkannt und beseitigt werden. Um bei derartig komplexen Vorhaben analytisch vorzugehen, bedarf es sowohl einer strukturierten Vorgehensweise, als auch einer entsprechenden Methodik. Es ist weiterhin vorteilhaft, ein solches komplexes Vorhaben als Projekt durchzuführen. Mit einem Fünf-Phasen-Plan wird die Durchführung eines Energie-Versorgungs-Projektes stark erleichtert. Zusätzlich wäre noch ein Projektstrukturplan (Methodik) dienlich, der die einzelnen Arbeitsschritte und Verantwortlichkeiten sowie die Ergebnisse der einzelnen Schritte auf einer Zeitachse, z.B. mittels Gant-Diagramm, festlegt.

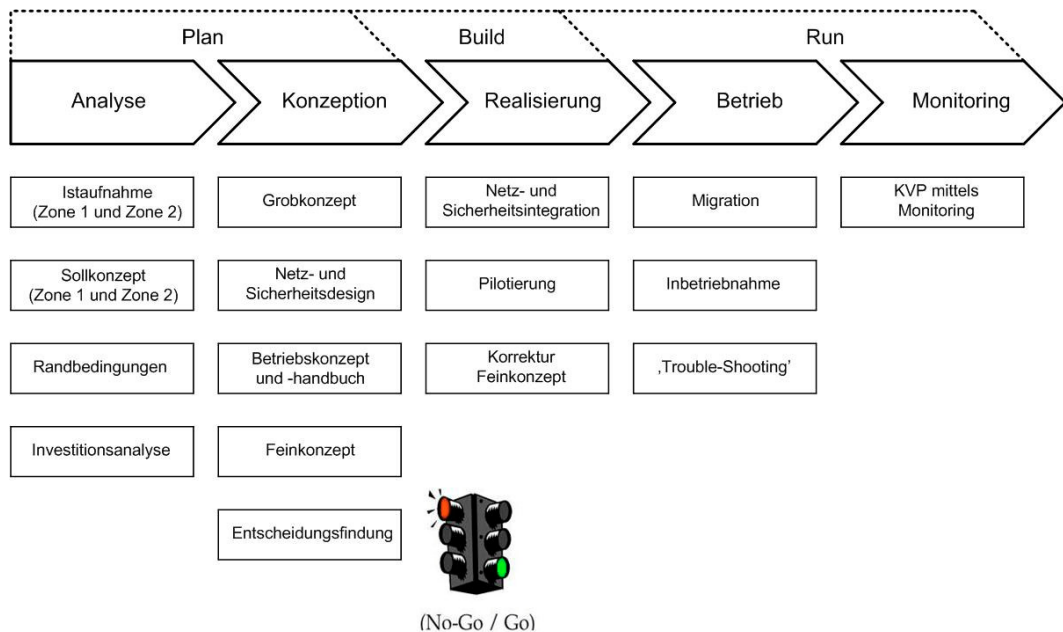


Abbildung 22: Der Fünf-Phasen-Plan zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Die obige Abbildung 22 zeigt die einzelnen Phasen des ‚Plan-Build-Run‘-Konzeptes von der Analyse bis zum Monitoring und benennt die darunter liegenden Arbeitsschritte.

3.7.1 Analyse

Die Analysephase (siehe Abbildung 23) bildet die Basis des gesamten Fünf-Phasen-Plans. Zur erfolgreichen Durchführung der Analyse muss der gesamte Weg vom Erzeuger bis zum Verbraucher betrachtet werden. Eventuell sind dabei mehrere EVUs beteiligt. Abhängigkeiten bzw. Verzahnungen, die in der Phase der Analyse nicht gefunden oder übersehen werden, können weitreichende Folgen haben. Die hier aufgeführten Fragen sollen lediglich eine Anregung geben, um verschiedene Planungspunkte aufzuzeigen. Im konkreten Fall wird oft schnell klar, dass ein umfangreicherer Fragenkatalog notwendig ist, um eine vollständige Analyse durchführen zu können. Somit kann es u.U. auch notwendig sein, eine Geschäftsprozessanalyse (GPOA) zu initiieren (siehe Abbildung 23). Dies hängt stark von den einzelnen Gegebenheiten vorort ab und kann nicht pauschal beantwortet werden.

Im ersten Ansatz wäre man dazu geneigt zu sagen, dass für diese Analysephase eine Top-Down-Strategie die geeignetste ist. Hierbei würde man bei den Energieerzeugern als „TOP-Domain“ mit der Analyse beginnen und sich dann Schritt für Schritt Richtung Endverbraucher bewegen. Tatsächlich hat sich diese Vorgehensweise in der Praxis jedoch nicht bewährt. Die Bottom-Up-Strategie führt hierbei schneller zum Erfolg: Sie analysiert zuerst die Zone 2 (Endverbraucher). Die Zone 2 ist aufgrund der genannten Rahmenbedingungen die ‚transparentere‘ Zone und somit leichter und durchgängiger zu analysieren als die Zone 1 (Erzeuger und Übertragungssystem). Darüber hinaus kann es speziell im Wirkungsbereich der EVUs (Zone 1) zu ungeklärten Fragen kommen, welche eine durchgängige und transparente Betrachtung der Gegebenheiten deutlich erschwert (siehe hierzu Kapitel ‚Ein Haushaltkunde‘).

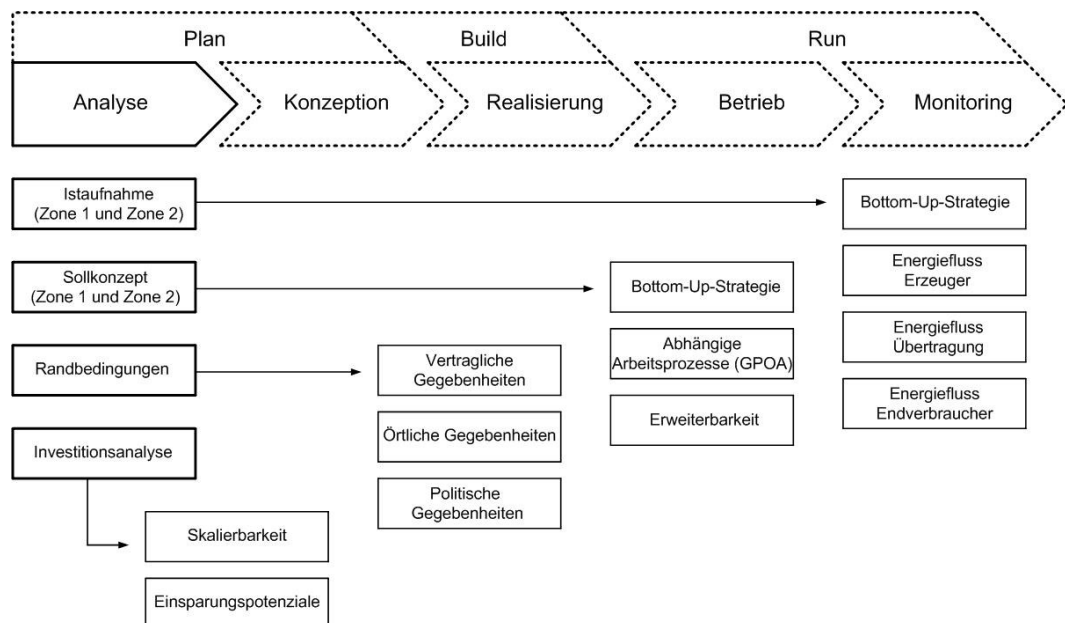


Abbildung 23: Arbeitsschritte der Anforderungsanalyse

Wie aus der oberen Abbildung ersichtlich, gliedert sich die Analyse im Wesentlichen in die vier folgenden Arbeitspunkte:

Hauptstruktur:

- Istaufnahme (Zone 1 und Zone 2)
- Erstellung eines Sollkonzeptes / Anforderungskatalog (Zone 1 und Zone 2)
- Randbedingungen klären (Gebäude-Infrastruktur, etc.)
- Investitionsanalyse durchführen

Istaufnahme:

Die Istaufnahme zur Analyse wird aus den zuvor genannten Gründen in zwei Zonen unterteilt. Aufgrund der Bottom-Up-Strategie wird mit der Zone 2 begonnen. Unabhängig von der Betrachtung der zwei Zonen stellen sich u.a. folgende Fragen, welche im Laufe der Istaufnahme zu beantworten sind:

- Analyse des Energieflusses: Gibt es verlässliche und aktuelle Dokumentationen über die drei Gebiete Erzeuger / Übertragung / Endverbraucher?
- In welchen Geschäfts-Bereichen ist eine lückenlose Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Welche Anlagen / Abteilungen gehören dazu? An welchen Stellen gibt es ‚Connectoren‘ (z.B. TK-Anbindungen zum Provider)? Für welche Systeme müssen Zweitversorgungen bereitgehalten werden?
- Wie ist der Begriff einer ‚lückenlosen Versorgung‘ zu definieren?
- Welche Ausfallzeiten (von n Millisekunden) können hingenommen werden, welche nicht?
- Können Anwendungen, Prozesse und Kommunikationsdienste bezüglich ihrer Wichtigkeit abgestuft werden?
- Wie wirkt sich die Nichtverfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung auf die Arbeitsprozesse und auf das gesamte Unternehmen aus? Welche materielle oder ideelle Schäden entstünden dabei?

- Gibt es eine Dokumentation darüber, wie die einzelnen Geschäftsprozesse ineinander verzahnt sind und ineinander greifen?
- Wer sind die zuständigen Ansprechpartner für die betroffenen Prozesse?
- Gibt es eine lückenlose Dokumentation der elektrischen Infrastruktur, der Gebäude-Infrastruktur, der TK-Anbindungen, der physikalischen Trassenlegung, etc.?
- Handelt es sich um eine Neuplanung oder um eine Erweiterung bestehender Kapazitäten?
- Welche Ausbaustufen und welches Wachstum ist für das Soll-Konzept zugrunde gelegt?
- Mit welcher Grundlast ist zu rechnen? Gibt es spezielle Spitzenlasten zu betrachten?
- Welcher Standort, welches Werk, welcher Teil des Firmengeländes oder welcher Campus wird analysiert? Es ist immer eine jeweilige Detailanalyse zu erstellen.

Die folgenden beiden Unterkapitel behandeln die Analyse für die Zone 2 und die Zone 1. Eine strikte Trennung am ‚Übergabe-Punkt‘ von Zone 2 zu Zone 1 gibt es in der Praxis oft nicht. Vielmehr handelt sich dabei um eine Art Schnittmenge, welche es zu analysieren gilt.

3.7.1.1 Zone 2

Die Zone 2 ist, wie bereits im Kapitel „Das 2-Zonen-Modell“ definiert wurde, jene Zone, in der sich die Endverbraucher befinden und in der ein (kleinerer) Teil des Verteilungsnetzes betrieben wird. Es ist aber auch jene Zone, die sehr detailliert analysiert werden kann, da die Systeme im Hochheitsbereich des jeweiligen Kunden liegen.

Abbildung 24 analysiert die Einspeisung aus dem 20 kV Übertragungsnetz. Zunächst ist hierbei zu überprüfen, ob die Einspeisung aus dem übergeordneten Verbundsystem

redundant erfolgt. In Abbildung 24 ist dies der Fall; die Transformatoren T_{MS1} und T_{MS2} werden in örtlich voneinander getrennten Umspannwerken betrieben.

Auch das 20 kV Übertragungsnetz ist in der Abbildung mit einer Redundanz ausgestattet: Das 20 kV Übertragungsnetz wird in einer Ringstruktur betrieben. Dadurch kann es an einer beliebigen Stelle zu einer Leitungsunterbrechung kommen und die angeschlossenen Niederspannungs-Transformatoren können weiter betrieben werden. Die Analyse ergibt jedoch, dass die Niederspannungs-Transformatoren T_{NS1} bis T_{NS6} als Stichleitungen angebunden sind. An dieser Stelle endet die Redundanz des elektrischen Übertragungsnetzes. Bei Ausfall eines dieser Transformatoren wird der hinter diesem Transformator liegende Campus nicht mehr mit 400 V Niederspannung versorgt werden können. Dieser Ausfall kann nicht durch eine Schalthandlung im Umspannwerk kompensiert werden. Vielmehr ist ein Transformator-Tausch in Auftrag zu geben. (Siehe dazu Kapitel ‚Kopplung Hochspannungs- / Mittelspannungsebene‘).

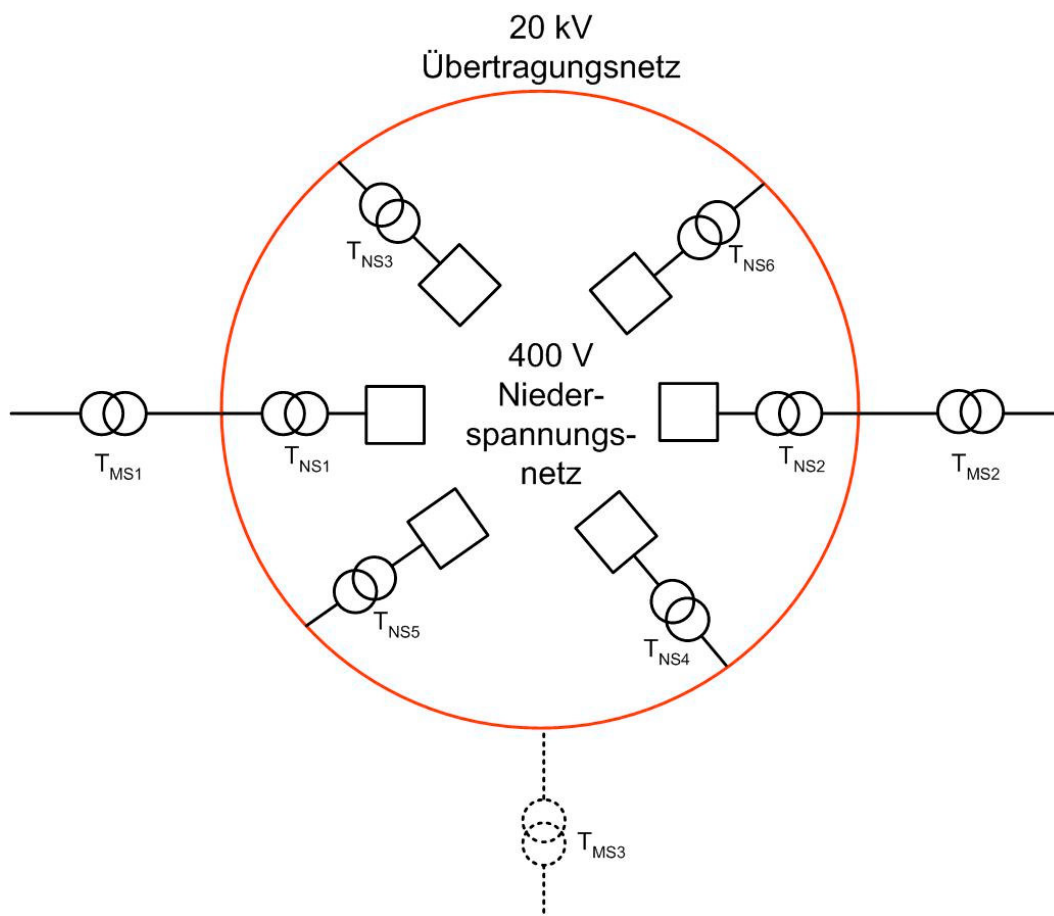


Abbildung 24: 20 kV Übertragungsnetz zu 400 V Niederspannungsnetz

Für die Istaufnahme der Zone 2 sind folgende Fragen zu beantworten:

- Ist das 20 kV Übertragungsnetz als Ringstruktur realisiert?
- Die Einspeisung in das 20 kV Übertragungsnetz erfolgt meist in einem Umspannwerk (UW) – werden die „redundanten“ Transformatoren (T_{MS1} , T_{MS2} , ...) an einer Lokation konzentriert oder in verschiedenen Umspannwerken betrieben?
- Gibt es im 20 kV Übertragungsnetz die Möglichkeit, dass eine redundante Einspeisung mittels T_{MS3} z.B. über ein separates UW erfolgen kann?
- Gibt es die Möglichkeit, über ein zweites, zusätzliches 20 kV Übertragungsnetz angebunden zu werden? Ist dafür eine separate Einspeisetrasse vorgesehen?
- Sind die 400 V Niederspannungsversorgungen als Stichleitungen ohne Redundanz mittels den Transformatoren T_{NSx} realisiert?
- Gibt es die Möglichkeit, über eine zweite, zusätzliche 400 V Einspeisung angebunden zu werden? Ist dafür eine separate Einspeisetrasse vorgesehen?
- Sind die Transformatoren T_{NSx} als Einzeltransformatoren auf 20 kV Zuleitungsmasten oder in 20 kV / 400 V – Transformationsstationen implementiert?

Bevor wird nun die Zone 1 betrachten, wollen wir an dieser Stelle eine Kurzanalyse zur damaligen Situation des Stromausfalls im westlichen Münsterland erarbeiten.

Istaufnahme und Analyse im Fall Ochtrup

Zunächst einmal wird die Behauptung seitens der EVUs ausgesprochen, dass das 380 kV Verbundsystem und das 110 kV Übertragungsnetz als „sicher“ gilt. Diese Aussage werden wir im folgenden Kapitel überprüfen. Wir wollen uns an dieser Stelle jedoch auf die Betrachtung des Störfalls im westlichen Münsterland fokussieren. Laut Aussage des

Netzbetreibers RWE waren die elektrischen Systeme und Einspeisungen redundant ausgelegt. Das bedeutet, dass der Energiefluss vom Erzeuger bis zum Endverbraucher stets mit einer Sicherheitsvorkehrung nach dem „n-1“-Prinzip erfolgte.

Die Abbildung 25 verdeutlicht diesen Sachverhalt. Die Einspeisungen in das 110 kV Übertragungsnetz waren durch die Transformatoren T_{HS1} bis T_{HS3} redundant ausgelegt. Es konnte nicht in Erfahrung gebracht werden, in welchen Umspannwerken (UW) diese Transformatoren betrieben werden. Tatsache ist jedoch, dass selbst wenn zwei der einspeisenden Transformatoren in einem UW betrieben werden, eine gewisse Redundanz vorhanden ist. Sollte ein Transformator ausfallen, so kann durch eine Schalthandlung dieser Defekt kompensiert werden. Es gilt als äußerst unwahrscheinlich, dass das gesamte UW ausser Betrieb geht.

Ebenso sicher war das 110 kV Übertragungsnetz nach dem „n-1“-Prinzip realisiert: Es war in einer Ringstruktur aufgebaut und verfügte über eine physikalische ‚Doppelleitung‘.

Die Abbildung 25 zeigt uns im grün hinterlegten Rechteck jedoch noch Folgendes: Die Einspeisung für das 20 kV Übertragungsnetz (über T_{MS1} und T_{MS2}) erfolgte nur von einem örtlichen Punkt aus der Ringstruktur des 110 kV Übertragungsnetzes. Man könnte sagen, dass das 20 kV Übertragungsnetz von einem „Ein-Mast-System“ aus gespeist wurde. Da im westlichen Münsterland nun Maste in dem Bereich dieses Einspeisepunktes gebrochen sind, gingen dadurch auch alle „n-1“-Sicherheiten verloren und das in der Abbildung rot gezeichnete 20 kV Übertragungsnetz wurde spannungslos.

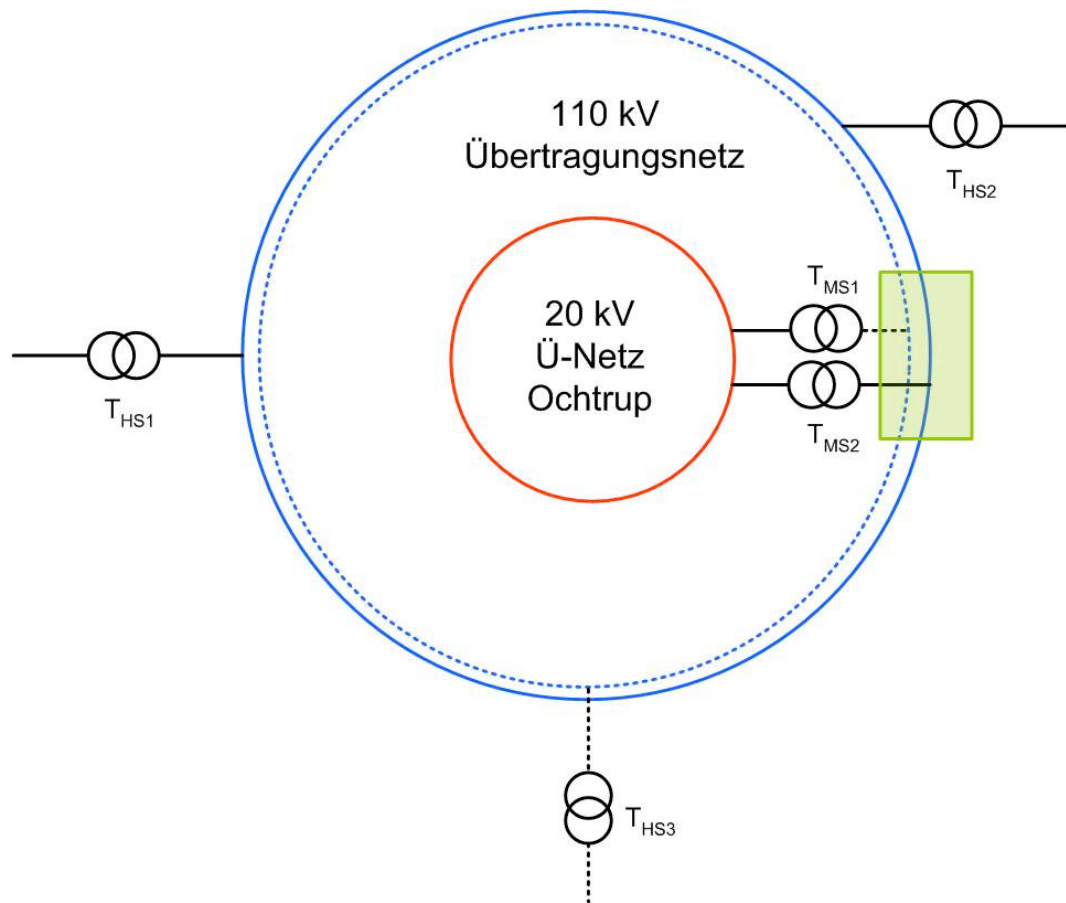


Abbildung 25: Singuläre Trasseneinspeisung in Ochtrup

Um solche Störfälle in Zukunft zu vermeiden, muss die Einspeisung über T_{MS2} über eine separate Trasse und über ein örtlich entfernt stehendes UW erfolgen.

3.7.1.2 Zone 1

Die Zone 1 ist, wie bereits im Kapitel „Das 2-Zonen-Modell“ definiert wurde, jene Zone in der sich die Erzeuger befinden und in der der weitaus größere Teil des Übertragungsnetzes betrieben wird. In jener Zone ist eine detaillierte Analyse sehr aufwendig und schwierig, da die Systeme im Hoheitsbereich der jeweiligen EVUs liegen.

Für die Istaufnahme der Zone 2 sind folgende Fragen zu beantworten:

- Werden vom beliefernden EVU Dokumentationen zur Verfügung gestellt, welche die Leitungsführungen, die Umspannlokationen und die Schaltanlagen beinhalten?
- Werden vom EVU Reaktionszeiten (SLAs), -pläne oder Bereitschaftsdienste offen gelegt?
- Werden Trassen physikalisch getrennt geführt?
- Wird eine „n-1“-Einspeisung (Minimum $n=2$) gewährleistet?
- Werden Redundanzen über ein „Ein-Mast-System“ geführt?

Die Abbildung 26 zeigt einen Masten im Verbundsystem. Die oberen beiden Ausleger tragen die 380 kV Leitungen. Die Doppelleitung wird dadurch realisiert, dass ein Stromkreis mit den linken drei Leitungen betrieben wird und ein zweiter Stromkreis mit den drei rechten Leitungen. Dasselbe gilt sinngemäss für die 110 kV Leitungen am unteren Ausleger.



Abbildung 26: 380 kV / 400 kV Mast (oben) mit 110 kV Übertragungsnetz (unten)

- In welchen Umspannwerken (UW) befinden sich die jeweiligen Transformatoren (360 kV / 110 kV; 110 kV / 20 kV)?
- Umschalthandlungen in den Umspannwerken (UW) sind (meist) nicht unterbrechungsfrei, da die Schaltsysteme mechanischer Natur sind (Kuppelschalter etc.). Wie werden diese Unterbrechungen kompensiert?
- Können bei Wartungs- und Inspektionsarbeiten auch noch „n-1“-Sicherheiten gewährleistet werden?
- Werden bei Störungen oder Versorgungsengpässen Redundanzen aufgehoben?
- Ist das Verbundsystem europaweit und in „n-1“-Sicherheit ausgelegt?
- Ist eine Ringstruktur des 380 kV / 110 kV Verbundsystems vorhanden?
- Erfolgt eine „n-1“-Einspeisung in das 110 kV Übertragungsnetz mittels mehrerer Transformatoren?

In Abbildung 27 erfolgt die Einspeisung in das 110 kV Übertragungsnetz von drei örtlich getrennten Transformatoren T_{HS1} bis T_{HS2} . Das 110 kV Übertragungsnetz ist im Gegensatz zu dem 20 kV Übertragungsnetz mit zwei getrennten Stromkreisen ausgestattet. Aus der Abbildung ist allerdings nicht ersichtlich, ob das 110 kV Übertragungsnetz über ein „Ein-Mast-System“ geführt wird.

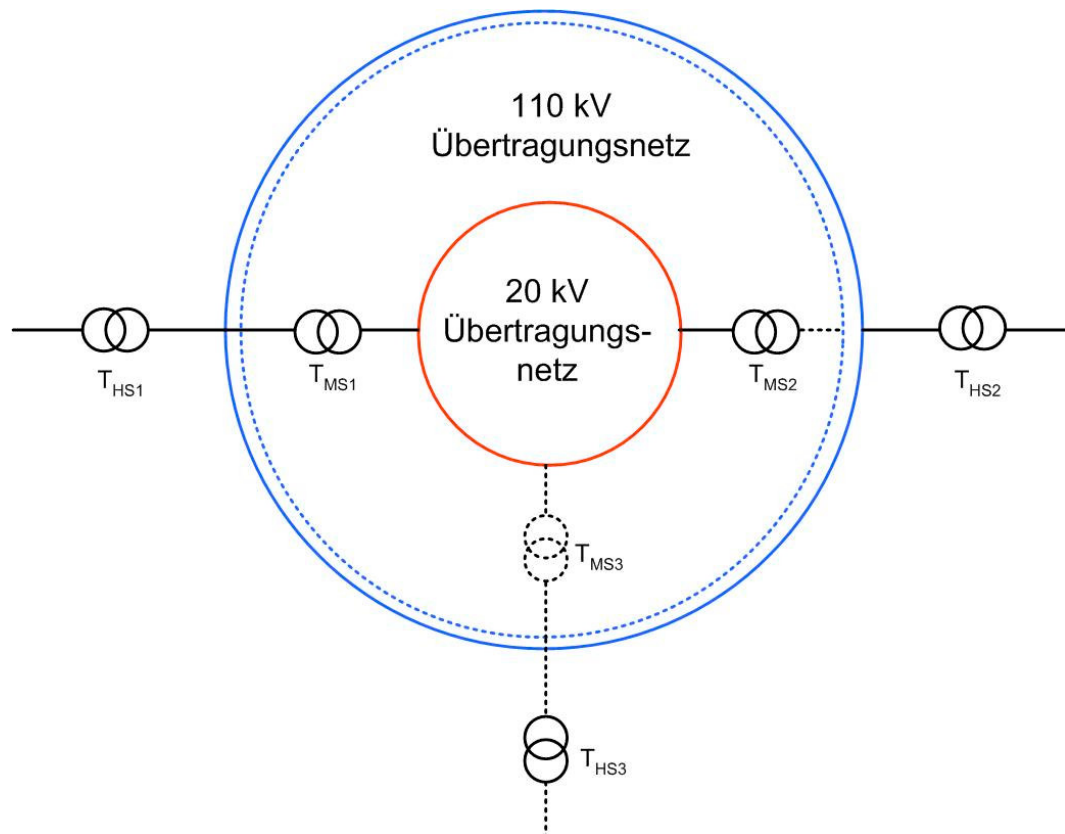


Abbildung 27: 110 kV Übertragungsnetz zu 20 kV Übertragungsnetz

- Ist die Auslastung der Transformatoren unterhalb der für eine Redundanz notwendigen Werte?

(Bei 2 < 50%; bei 3 < 66%; bei 4 < 75%; etc.) Bei älteren Transformatoren verschlechtert bzw. verringert sich dieser Wert.

Die Störstatistik gibt als häufigste Störursache elektrische Überlastung und atmosphärische Störungen (Gewitter) an. Die mittlere Schadensquote beträgt etwa 0,1%/Jahr, d.h. von 1000 Verteiltransformatoren fällt ein Transformator pro Jahr aus. Die EVUs halten 1...2% der eingebauten Transformatoren in Reserve. In besonders kritischen Fällen können fahrbare Notstromaggregate eingesetzt werden.

- Werden Redundanzen durch den Parallelbetrieb von Transformatoren geschaffen?

Damit nicht durch Ausgleichströme untereinander die Transformatoren bereits vorbelastet sind oder die Lastverteilung ungleich ist, müssen folgende Bedingungen⁵¹ erfüllt sein (VDE 0532):

1. Die Schaltgruppe (bestimmt durch den Verwendungszweck) soll die gleiche Kennzahl aufweisen, damit keine schädlichen Ausgleichströme zwischen den Transformatoren fließen.
 2. Gleiche Übersetzung, um gleiche Leerlaufspannungen zu erhalten.
 3. Kurzschlussspannungen < 10% Unterschied aufweisen, um eine prozentuale Lastverteilung zu gewährleisten.
 4. Das Verhältnis der Nennleistungen soll nicht grösser als 3 : 1 sein, damit bei Belastung keine Phasendrehung der Ausgangsspannung und dadurch wiederum schädliche Ausgleichsströme fließen.
- Erfolgt die Einspeisung des 380 kV Verbundsystems über mehrere Kraftwerksparks?

Sind die Versorgungssicherheiten der einzelnen Kraftwerksparks (siehe hierzu das Kapitel „Versorgungssicherheit aus einem Kraftwerkspark“) und die der Hauptenergie-Verteilungswege und deren Verlustleistungen bekannt?
 - Wo befinden sich die Kraftwerksparks (Energie-Erzeuger) und welchen Energiemix verwenden sie? (Siehe Kapitel „Die Erzeuger“).
 - Sind die (Änderungen) der Energieflussrichtungen bekannt?

Abbildung 28 verdeutlicht das Problem. Bei einer Energieflussleistung von 500 MW im Leitungsnetz bedeuten ca. 10% Verlust eine Leistung von 50 MW. Durch Senken der Verlustleistung um 1% werden somit 5 MW ‚gespart‘. Um die Verluste möglichst klein zu

⁵¹ Betz, F., Dipl.-Ing., Huber, E., Dipl.-Ing., Fachkenntnisse Elektrotechnik, 2. Auflage, ISBN 3-582-03622-7

halten, überwachen die EVUs den Energiefluss. Es wird dafür Sorge getragen, dass jeweils die Kraftwerke in das Netz einspeisen, die kostengünstig arbeiten und möglichst nahe am Versorgungsschwerpunkt (siehe dicke rote Pfeile in der Abbildung) liegen. Somit kann sich die Energieflussrichtung im Laufe eines Tages ändern.

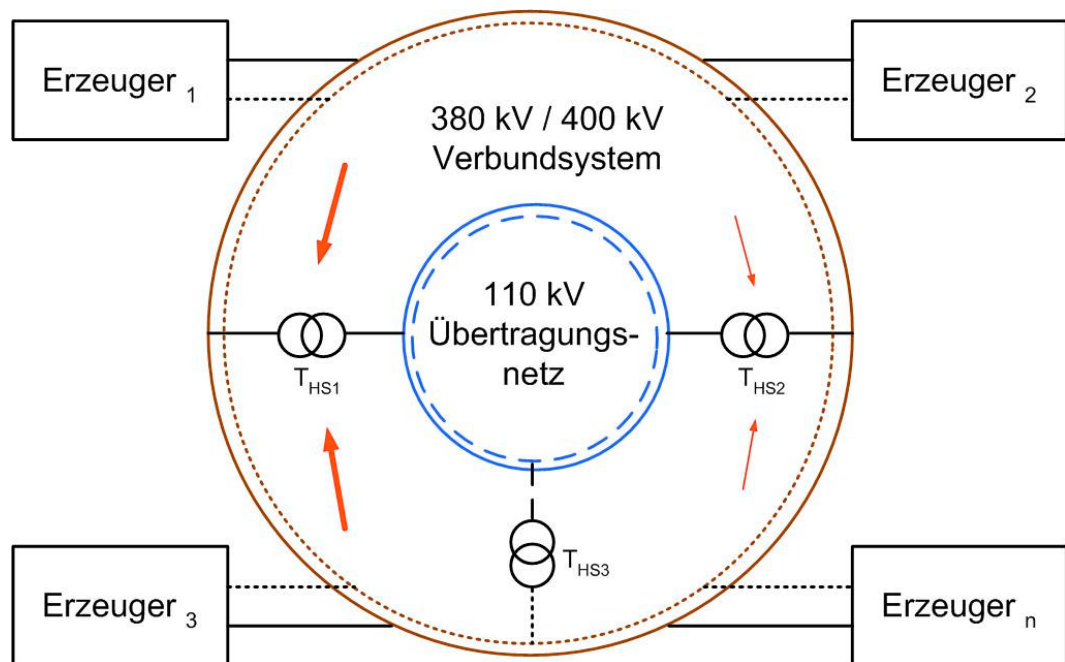


Abbildung 28: 380 kV / 400 kV Verbundsystem zu 110 kV Übertragungsnetz

Sollkonzept:

Allem voran ist die Frage nach der lückenlosen und unterbrechungsfreien Energieversorgung zu stellen. Wenn diese Frage im Sollkonzept nicht eindeutig erörtert wird, ist die Gefahr hoch, dass sie im Laufe der Realisierung bzw. des Betriebs wieder aufgegriffen und neu diskutiert wird. Hieraus resultierende nachträgliche Änderungen am Sollkonzept hätten weitreichende Folgen bis hin zu einer Neugestaltung des Fünf-Phasen-Plans. Es ist daher dienlich, genau definierte Sicherheits-Kategorien zu beschreiben:

Kategorie A:

Verfügbarkeitsklasse 99,9999+%

Versorgungssicherung durch doppelte USV und Dieselaggregat

Doppelte Zuleitungs- und Trassenführung

Kategorie B:

Versorgungssicherung durch singuläre USV

Einfache Zuleitungs- und Trassenführung

Kategorie C:

Normalbetrieb / redundanter Einspeisetransformator

Einfache Zuleitungs- und Trassenführung

Kategorie D:

Normalbetrieb / ungesicherter Betrieb

Einfache Zuleitungs- und Trassenführung

Diese Kategorien müssen nun den jeweiligen Prozessen zugeordnet werden. Dies kann sehr aufwendig und zeitintensiv sein. Es kann mitunter notwendig sein, bestimmte Arbeitsabläufe und Prozesse zu ändern, so dass hier eine Geschäftsprozessanalyse (GPOA) angebracht wäre. Anhand der Prozessbeschreibungen kann dann definiert werden, welcher Niederspannungs-Verteiler (NSV) in welchem Campus bzw. Werksteil mit welcher Kategorie abzusichern ist.

Die Definition des Sollkonzeptes ist auf jeden Fall schriftlich niederzulegen und bedarf der ausdrücklichen Genehmigung durch die Geschäftsführung oder durch den Vorstand. Dies ist neben einer zügigen Umsetzung der Realisierungsphase auch zwingend notwendig für die Investfreigabe (siehe Investitionsanalyse bzw. Entscheidungsfindung).

Wie bei der Istaufnahme führt auch beim Erstellen des Sollkonzeptes die Bottom-Up-Strategie am schnellsten zum Erfolg, da sie die Zone 2 zuerst analysiert. Wie bereits erwähnt, ist die Zone 2 aufgrund der genannten Rahmenbedingungen die ‚transparentere‘ Zone. Das Sollkonzept ist daher einfacher und durchgängiger zu beschreiben als das für die Zone 1.

Abgeleitet von der jeweiligen Sicherheits-Kategorie kann nun für die Zone 2 und anschließend für die Zone 1 die Beschreibung des Sollkonzeptes erfolgen, bei dem auch mögliche Erweiterbarkeiten mit eingearbeitet sein sollten, soweit sie zum momentanen Zeitpunkt überhaupt erfasst werden können.

Randbedingungen:

Zur Beschreibung der Randbedingungen gehören u.a die vertragsrechtlichen Gegebenheiten. In Kapitel „Vertragliche Stromlieferbedingungen“ wurde bereits die Neugestaltung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) behandelt. Durch die Trennung von Netzbetrieb und Strombelieferung erhält das Thema Versorgungssicherheit und Transparenz der Netzföhrung aus meiner Sicht keinen positiven Auftrieb.

In Kapitel „Ablauf von Konzessionsverträgen“ wurde die Frage gestellt, wer für die Sicherstellung der Energieversorgung nach Vertragsablauf verantwortlich ist. Sicherlich wird es in den allermeisten Fällen hierbei nicht zu einer nennenswerten Unterbrechung der Versorgung kommen. Zu bemerken ist jedoch, dass es aufgrund der fortschreitenden Liberalisierung des Energiemarktes kaum zu einem vermehrten Ausbau von Redundanzen in der elektrischen Energiewirtschaft kommen wird.

Investitionsanalyse:

Die Investitionsanalyse sollte neben der rein monetären Bezifferung einzelner Systeme und Gerätschaften vor allem folgenden Punkten gesamtheitlich gerecht werden:

- Die Einschätzung der Verwirklichungsmöglichkeiten des Investitionsprojekts (Betriebs-, Realisierungs- und andere Aspekte).
- Die Vorbereitung der notwendigen Finanzdokumentation für die Investitionsbeschaffung, gegliedert nach einer möglichen Skalierbarkeit.
- Die Anfertigung der technisch-wirtschaftlichen Begründung und des Finanzplans für die Projektrealisierung.
- Aufzeigen und Bewerten von möglichen Einsparungspotenzialen.

Nach Abschluss der Analyse sollten alle Daten als Grundlage für eine aufbauende Konzeption vorliegen. Alles, was in der Phase der Analyse nicht behandelt und beschrieben wurde, kann (und darf) auch nicht in der Konzeptionsphase berücksichtigt werden.

3.7.2 Konzeption

Die Konzeptionsphase baut auf der Analysephase auf und setzt die gesammelten Informationen in unterschiedliche Konzepte um. Es werden unter anderem das Mengengerüst, die Randbedingungen und die Eckwerte für den Investitionsschutz berücksichtigt, die als Ergebnis aus der Analyse hervorgegangen sind. Die Konzeption gliedert sich in mehrere Arbeitsschritte, wie aus der unten stehenden Abbildung 29 ersichtlich ist. Diese legen zwar eine zeitliche Abfolge nahe, die jedoch nicht als

verbindlich anzusehen ist. Im Grobkonzept können verschiedene Alternativen erarbeitet werden.

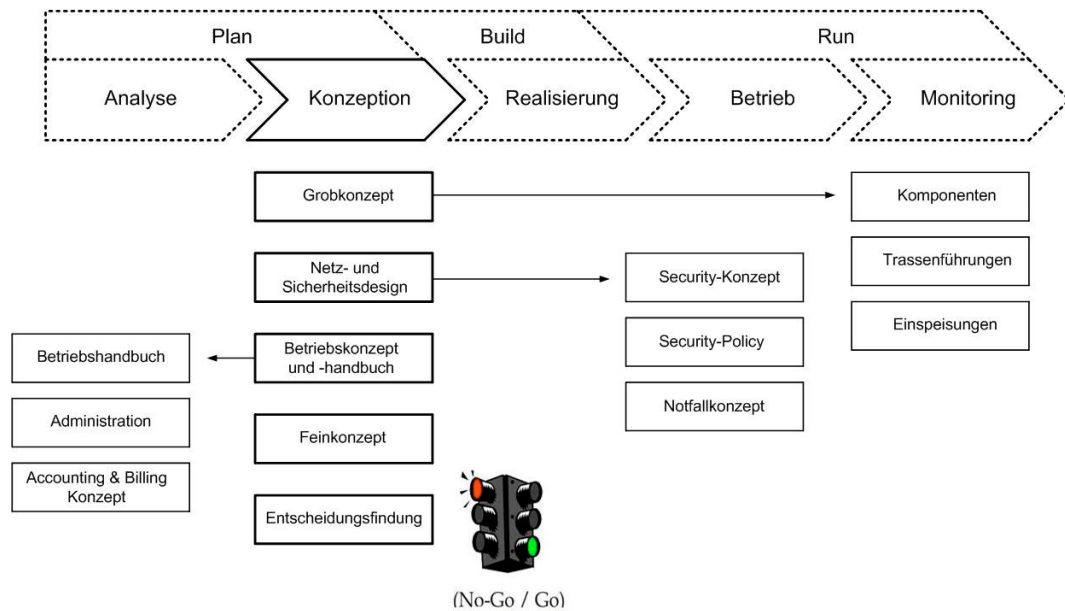


Abbildung 29: Arbeitsschritte der Konzeptionsphase mit (No-Go / Go) Meilenstein

Es empfiehlt sich grundsätzlich, eine geeignete Dokumentation von den einzelnen Projektphasen (siehe Abbildung 29) anzulegen und die jeweiligen Arbeitsschritte – auch für den Fall späterer Änderungen – zu beschreiben. So kann auch verfolgt werden, weshalb bestimmte Entscheidungen getroffen wurden.

Wie aus der oberen Abbildung ersichtlich, gliedert sich die Analyse im Wesentlichen in die fünf folgenden Arbeitspunkte:

Hauptstruktur:

- Grobkonzept
- Netz- und Sicherheitsdesign

- Betriebskonzept und -handbuch
- Feinkonzept
- Entscheidungsfindung

Grobkonzept:

Das Ziel der Grobplanung eines Energie-Versorgungs-Systems kann wie folgt auf zwei wesentliche Punkte subsumiert werden:

1. Es muss ein Nutzen im Sinne von zusätzlicher und messbarer Versorgungssicherheit und von verbesserten Geschäftsprozessen deutlich sichtbar werden. Der ‚Nutzen-Nachweis‘ für eine Erhöhung der Versorgungssicherheit ist in der Praxis oft nicht einfach zu erbringen. Meist ist eine Einbeziehung der Vorgeschichte bzw. das Betrachten von Störfällen hierfür erforderlich.
2. Es müssen nachweislich Kosteneinsparungen zu verzeichnen sein. Allerdings wird eine Kosteneinsparung meistens nicht sofort erzielt, da zuerst Investitionen geleistet werden müssen. Daher muss der Amortisationspunkt in der Konzeptionsphase klar herausgearbeitet werden.

Dazu werden im Grobkonzept verschiedene Alternativen in Bezug auf die Einspeisungsmöglichkeiten, die möglichen Trassenführungen und auch die verschiedenen Systeme und Komponenten beschrieben.

Netz- und Sicherheitsdesign:

Das Thema Security-Konzept kann nicht nur auf technische Systeme wie FACTS-Geräte, USV-Anlagen und Notstromaggregate bezogen werden. Sie stellen eben nur den technischen Teil dar und werden unten beschrieben.

Sicherheitsdesign heißt auch, dass die Organisation den neuen Anforderungen gerecht wird. Die neu beschriebenen Sicherheitsrichtlinien (Security-Policy) müssen auch bei der täglichen Arbeit Anwendung finden.

Ein wichtiger Arbeitsschritt in der Konzeptionsphase ist das Erstellen eines Notfallkonzeptes. Die einzelnen Notfall-Szenarien sollten möglichst früh in dieser Phase beschrieben werden, damit sie in die Entscheidungsfindung einfließen und bei dem darauf folgenden Betrieb und in der Realisierung getestet werden können. Eine gesicherte Versorgung mit elektrischer Energie kann nur gewährleistet werden, wenn das Servicepersonal mögliche Störfälle simuliert und periodisch wiederkehrende Notfall-Übungen durchführt.

Im Folgenden werden drei technische Systeme zur Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung beschrieben:

- FACTS-Geräte
- USV-Anlagen
- Notstrom-Aggregate

Um Drehstromnetze sicher betreiben zu können, wurde bereits eine Vielzahl verschiedener FACTS-Geräte (Flexible AC Transmission Systems) entwickelt. Die FACTS-Geräte bestehen aus leistungselektronischen Betriebsmittel, welche eine Korrektur der Ströme und der Spannungen sowohl in Betrag, Phasenlage und Frequenz vornehmen können.

Folgende drei FACTS-Ankopplungsarten werden in der Praxis eingesetzt:

1. Parallel angekoppelte FACTS-Geräte
2. Seriell angekoppelte FACTS-Geräte

3. Kombiniert angekoppelte FACTS-Geräte

Eine detaillierte Beschreibung findet sich u.a. in folgenden Abhandlungen: „Understanding FACTS“⁵², „FACTS System Studies“⁵³, „FACTS – leistungsfähige Systeme zur flexiblen Energieübertragung“⁵⁴.

Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) haben die Aufgabe, empfindliche und kritische Verbraucher störungs- und unterbrechungsfrei mit elektrischer Energie zu versorgen. Im wesentlichen können diese USV-Anlagen⁵⁵ parallel oder seriell (zwischen Netz- und Lastseite) betrieben werden, wobei es in Bezug auf den Energiespeicher (z.B. Batterie, Schwungradspeicher, supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES)) und auf eingebaute Redundanzen unterschiedliche Ausführungen gibt⁵⁶.

Zur Sicherung der Mittel- und Niederspannungsnetze, insbesondere bei größeren industriellen Verbrauchern, sind diese Grundsaltungen nur ein Teil des Systems, der zur Überbrückung der Anlaufzeit zusätzlicher eigener Energieerzeugungsanlagen dient.

Zusätzliche Energieerzeugungsanlagen können z.B. stationäre oder mobile Notstromaggregate sein. Gerade die mobilen Geräte kommen bei den EVUs zum Einsatz, denn sie haben den Vorteil, dass sie an der jeweils betroffenen Stelle vorort elektrische

⁵² Hingorani, N. G., Gyugyi, L., Understanding FACTS, New York IEEE Press, 2000

⁵³ Adapa, R., FACTS System Studies, IEEE Power Engineering Review, December 2002, S. 17 - 22

⁵⁴ Grünbaum, R., Noroozian, M., Thorvaldsson, B., FACTS – leistungsfähige Systeme zur flexiblen Energieübertragung, ABB Technik, Nr. 5, 1999, S. 4 - 17

⁵⁵ Fischer, D., Neutzner, H., Odenthal, R., Raap, K., Sachs, K., Unterschiedliche statische USV-Systeme, etz, Heft 10, 1997, S. 34-37

⁵⁶ Voss, L. D., High-efficiency parallel-connected power electronic compensators für protection of sensitive loads from voltage sags and outages., Dissertation Ruhr-Universität Bochum 2002

Energie zur Verfügung stellen können. Beim Betrieb dieser Notstromaggregate sind zwei Dinge zu beachten: Zum einen muss genügend Kraftstoff zur Verfügung stehen, meist in Form von Dieselmotorkraftstoff, zum anderen ist auf die Phasenlage des Aggregates zu achten, insbesondere beim Wiedereinschalten der Netzversorgung.

Betriebskonzept und -handbuch:

Das Betriebshandbuch⁵⁷ und die darin beschriebenen Handlungsanweisungen gelten in erster Linie für die das Energie-Versorgungs-System verantwortlichen Administratoren. Es ist auch festzuhalten, wie das Servicepersonal und die Administratoren dabei eingeordnet werden (Berechtigungskonzept / Accounting). Ebenso ist das Thema Billing von zunehmender Bedeutung. Hier ist zu beschreiben, in welcher Höhe welcher Abteilung bzw. welchem Prozess verursachergerecht, durch Messung der elektrischen Energie, Betriebskosten zugeordnet werden können.

Feinkonzept und Entscheidungsfindung:

Im Feinkonzept werden alle logischen Netzkomponenten und Netzkonfigurationen des zukünftigen Energie-Versorgungs-Systems vorbereitet und im Detail beschrieben. Weiterhin sollte eine Einordnung in Eigen- bzw. Fremdrealisierung erfolgen, um die dafür notwendigen finanziellen Aufwendungen beziffern zu können. Liegen im Feinkonzept alle für eine Entscheidungsfindung notwendigen Komponenten vor, kann ein Investitionsantrag für die zu beschaffenden Komponenten, Systeme und Dienstleistungen gestellt werden.

⁵⁷ Wiech, Peter, „Das IT-Notfallhandbuch“, unveröffentlichtes Manuskript, Dezember 2005

3.7.3 Realisierung

Die Realisierungsphase, die auch als ‚Build‘ bezeichnet wird, unterscheidet sich deutlich von der Analyse und Konzeption. Waren die ersten Phasen vor allem durch theoretische Ausarbeitungen geprägt, sind die Phasen Realisierung und anschließender Betrieb vornehmlich durch praktische Aktivitäten gekennzeichnet. Nach dem Aufbau der Netzstruktur und der Netzkomponenten wird an Hand von typischen Szenarien geprüft, in wie weit die gesetzten Anforderungen erfüllt werden (Proof of Concept). Hauptanliegen der Realisierung ist jedoch die Pilotierung, aus der wertvolle Erkenntnisse für den späteren Betrieb gezogen werden. Die Pilotierung bietet die letzte Chance, Erkenntnisse, die in den Testszenarien gewonnen wurden, in das Feinkonzept korrigierend einzuarbeiten. Diese Korrektur ist kostengünstiger als Korrekturen im Betrieb vornehmen zu müssen.

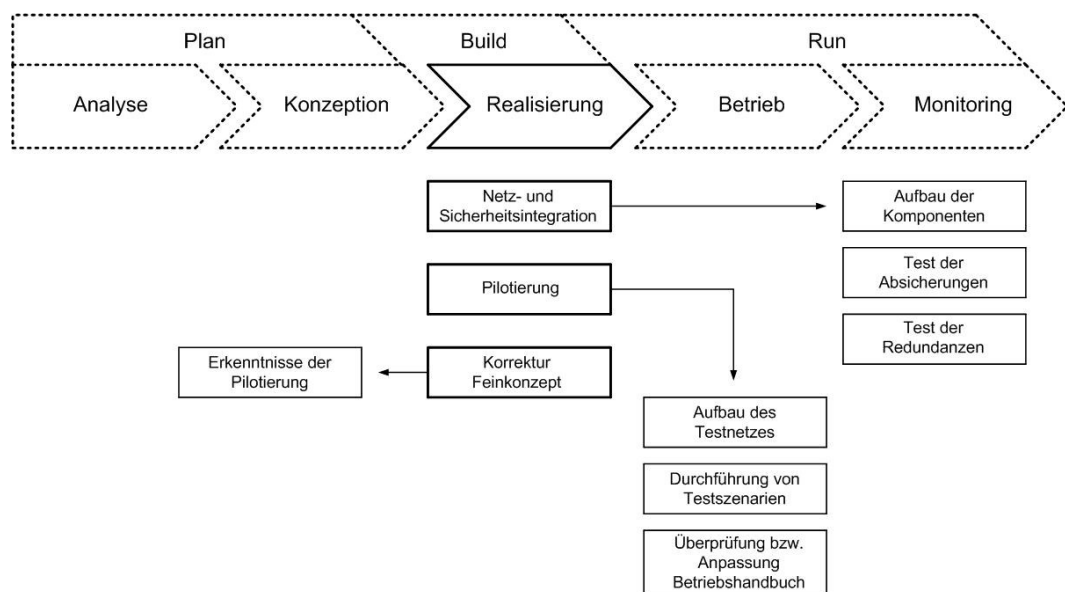


Abbildung 30: Arbeitsschritte der Realisierungsphase

Wie aus der Abbildung 30 ersichtlich, gliedert sich die Analyse im Wesentlichen in die drei folgenden Arbeitspunkte:

Hauptstruktur:

- Netz- und Sicherheitsintegration
- Pilotierung
- Korrektur Feinkonzept

Netz- und Sicherheitsintegration und Pilotierung:

In diesem Teil der Realisierungsphase findet der Aufbau und Test der im Grob- und Feinkonzept beschriebenen Komponenten statt. Kernstück der Arbeiten sind die durchzuführenden Testszenarien. Diese Szenarien beschreiben den Aufbau, den gezielten Ausfall und die Wiederinbetriebnahme der neu installierten Energie-Versorgungs-Redundanzen.

Die gewonnen Erkenntnisse und Erfahrungen sollten begleitend zu den Arbeiten in das Betriebshandbuch einfließen, um in der Phase des Betriebs den Administratoren als Nachschlagewerk zur Verfügung zu stehen.

Korrektur Feinkonzept:

Die gewonnenen Erkenntnisse während der Pilotierung können nun über eine Korrektur in das Feinkonzept eingearbeitet werden. Dienlich sind hierbei auch nicht geglückte Pilotierungen: Man hat zum einen die Möglichkeit, auftretende Fehler frühzeitig zu erkennen, bzw. eine Inbetriebnahme dieser Implementierung zu unterbinden. Dieser iterative Schritt sollte jedoch nicht zu oft vollzogen werden, da ansonsten die Gefahr besteht, dass die nächste Phase nicht abgearbeitet wird. (Nichts ist beständiger als ein Provisorium.)

3.7.4 Betrieb

Die Betriebsphase oder die auch als ‚Run‘ bezeichnete Phase, ist bei der Planung und Umsetzung eines Projekts zur Erhöhung der Energie-Versorgungssicherheit die entscheidende Phase. Denn nun wird aufbauend auf der Konzeption und Realisierung der operative Betrieb (Wirkbetrieb) aufgenommen. Die neu implementierten Dienste werden in der Fläche bereitgestellt. Die Ausfallzeiten beschränken sich nun nur noch auf die Wartungsfenster. Dem operativen Betrieb vorgelagert ist die Migration, und zwar mit zwei Arbeitsschritten. Zum einen muss aufbauend auf den Erkenntnissen der Pilotierung die Migration durchgeführt werden und zum anderen muss vorab ein Migrationsfahrplan erstellt werden. Dieser enthält Angaben darüber, wann wo welche Komponenten ausgetauscht werden, sowie über Rückfallszenarien für technische Probleme, die größer als erwartet sind.

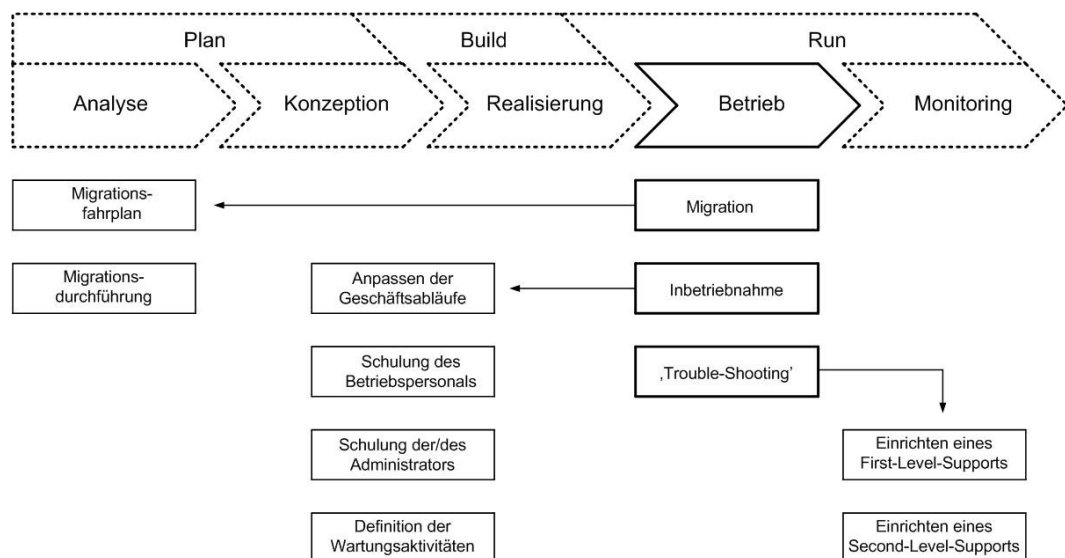


Abbildung 31: Arbeitsschritte des Betriebs mit Migrationsphase

Wie aus Abbildung 31 ersichtlich, gliedert sich die Analyse im Wesentlichen in die drei folgenden Arbeitspunkte:

Hauptstruktur:

- Migration
- Inbetriebnahme
- ‚Trouble-Shooting‘

Migration und Inbetriebnahme:

Die Migrationsphase findet zeitlich gesehen unmittelbar vor der Inbetriebnahme statt und nimmt eine herausragende Stellung im Energie-Versorgungs-System ein. Zum einen wird sie nur einmal durchgeführt, zum anderen ist die Durchführung mit einem ersten Akzeptanztest des Betriebspersonals und der Administratoren verbunden. Je nach Projektanforderungen kann die Migration einen erheblichen Aufwand bedeuten, an deren zeitlichen Ende jedoch immer die Inbetriebnahme steht.

‚Trouble-Shooting‘:

In der Phase der Migration und in der frühen Phase der Inbetriebnahme werden oftmals Fehler gefunden, die von der Komplexität der eingesetzten redundanten Systeme und von der Größe des Projekts abhängig sind. Diese müssten jedoch schnell zu beheben sein und sollten nur geringe Korrekturen am System erforderlich machen. Gleichzeitig sollten Schulungen stattfinden und die Netzunterstützung in Form eines ‚First- und Second-Level-Supports‘ bereitstehen.

3.7.5 Monitoring

Die Monitoringphase folgt parallel zur Betriebsphase und ist zwingender Bestandteil der übergeordneten Phase ‚Run‘. Unter Monitoring versteht man alle Arten der Erfassung von Zuständen, eines Vorgangs oder Prozesses mittels technischer Hilfsmittel oder anderer Beobachtungssysteme. Ein Monitoringsystem ermöglicht Interventionen in die betreffenden Prozesse bzw. an den Zuständen der Systeme, sofern sich abzeichnet, dass diese nicht den gewünschten Verlauf nehmen. Das Monitorsystem für die elektrische Energieversorgung sollte nicht für sich gekapselt betrieben werden. Vielmehr müssen die auflaufenden Meldungen und Störnachrichten an ein übergeordnetes technisches Überwachungssystem weitergereicht werden, um im Bedarfsfall direkt das Betriebspersonal, die Administratoren und auf Bedarf das benannte Sicherheitskrisen-Management zu informieren.

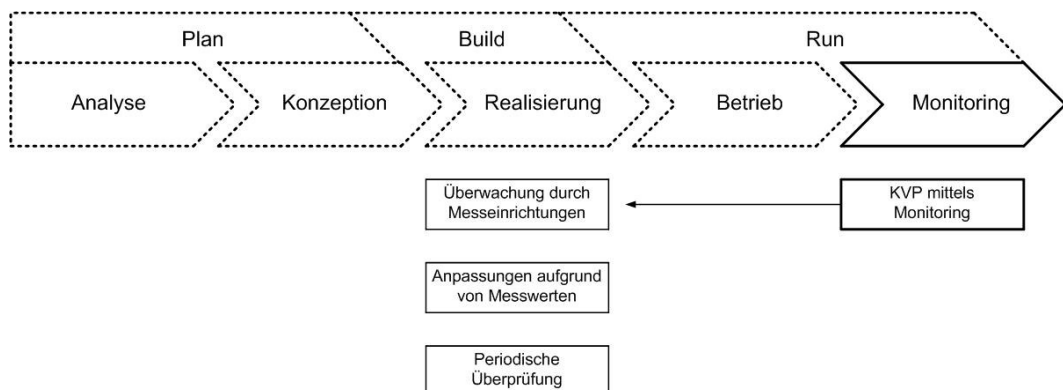


Abbildung 32: Kontinuierliche Verbesserung in der Monitorphase

Um das ursprünglich initiierte Sicherheitskonzepte permanent beizubehalten ist eine ständige Erfassung von Mess- und Kontrollwerten unerlässlich. Neben dem Erfassen müssen Schwellwerte definiert werden, welche es erlauben, dass gezielte Anpassungen am Energie-Versorgungs-System vorgenommen werden. In Abbildung 32 wird deutlich, dass der Kontinuierliche Verbesserungs-Prozess (KVP) für eine ständige Verbesserung des Monitorings unerlässlich ist. Ebenso ist eine periodische Überprüfung der Systeme

und Prozesse bis hin zum Monitoring selbst ein wichtiger Sicherheitsaspekt. Wenn dieses Arbeitspaket von einer internen, oder besser noch von einer externen Revision („Vier-Augen-Prinzip“), durchgeführt wird, dann sind für das Monitoring die besten Voraussetzungen gegeben.

Wie in den vorangegangenen Kapitel bereits erwähnt, setzt sich der Monitoringprozess aus organisatorischen und technischen Schritten zusammen. Wobei die technische Seite heute schon erhebliche Zusatzfunktionen anbietet, um möglichst elegant an die jeweilige Organisation angepasst zu werden, bzw. um diese zu unterstützen.

Um den gesamten Energiefluss von der Einspeisung des Netzes über die USV-Anlagen und Generatoren bis hin zu den Endverbrauchern aufzeichnen zu können, bietet z.B. die Firma Power Measurement die Reihe der Messgeräte ION (ION 8600) an.

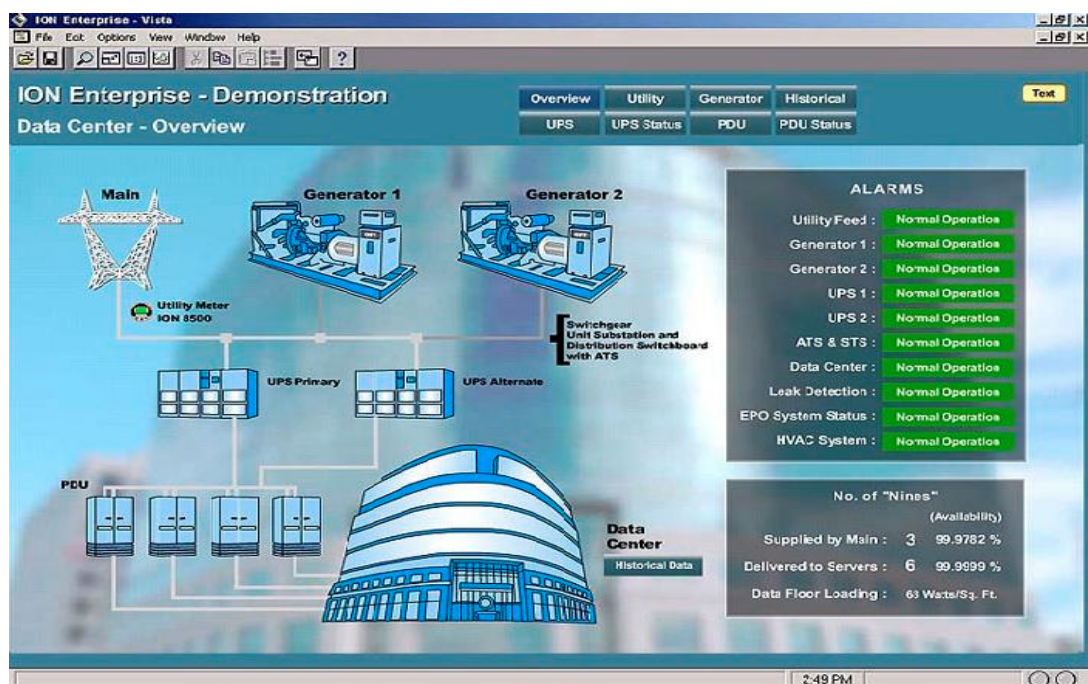


Abbildung 33: ION Enterprise Datacenter-Overview

Die Abbildungen 33 und 34 zeigen eine Demonstration dieser ‚Data-Center-Overview‘ Darstellung mittels der ION Enterprise-Software, welche zusätzlich zum ION 8600 zu erwerben ist.

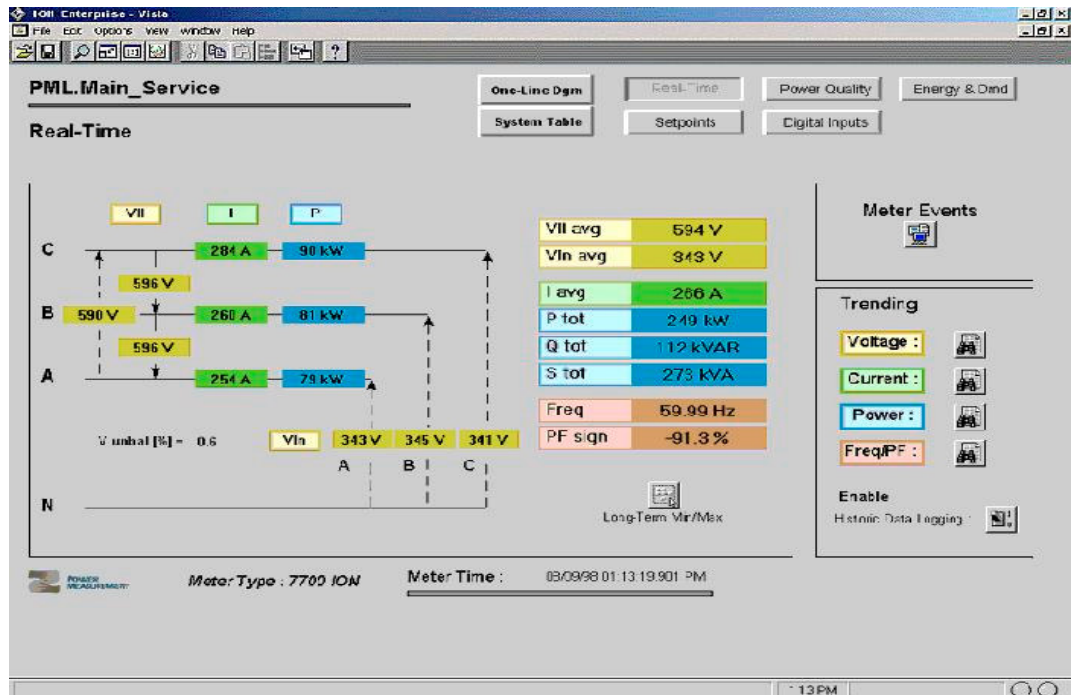


Abbildung 34: ION Enterprise Real-Time Monitoring

3.8 Auswertung und abgeleitete Handlungsempfehlungen

Das Hinterfragen und Beleuchten der Versorgungssicherheit von Energie-Versorgungssystemen hat eine junge Geschichte. Aus vielen Gesprächen mit Vertretern der Industrie und der Privatwirtschaft geht hervor, dass wir uns bezüglich des Bewusstseins und der Akzeptanz in einem frühen Stadium befinden.

In der Abbildung 35 ist die derzeitige Marktsituation, angelehnt an die Gauß-Verteilung, aus Sicht des Verfassers ersichtlich. Unabhängig davon ist folgendes anzumerken:

- Eine 100%-ige Versorgungssicherheit durch die beliefernden EVUs gibt es nicht.
- Es ist vielmehr aufzuzeigen, welcher Schaden bei Ausfall der elektrischen Energieversorgung entstehen könnte. Daraus leiten sich die Sicherheitsempfehlungen und die Handlungsempfehlungen ab. Leider wächst die Bereitschaft zum konkreten Handeln erst mit dem Erleben des ersten Störfalls.
- Es wird oftmals viel Wert auf „neu“ erkannte Defizite gelegt. Diese sind u.a. TÜV- oder BS7799-Zertifizierungen, Definition und Einführung von ITIL-Prozessen, Gutachten durch Sachverständige, dynamische Inventarisierung und Unterstützung durch sogenannte Site-Services. Das zentrale Problem der elektrischen Versorgungssicherheit bleibt davon jedoch unberührt.

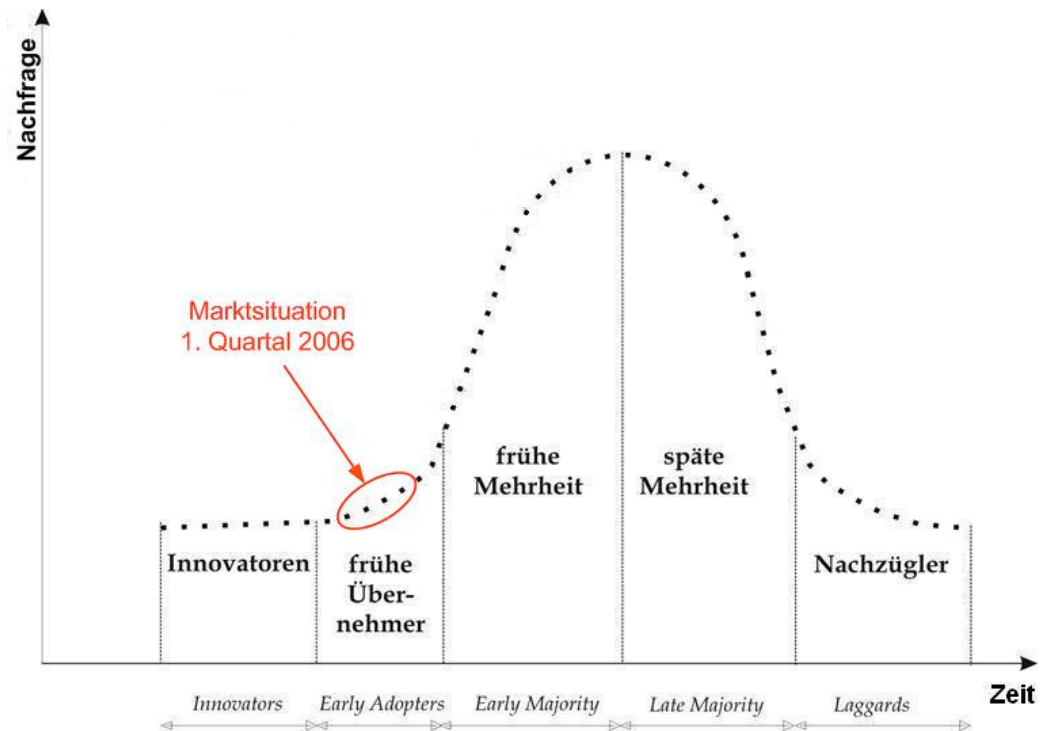


Abbildung 35: Akzeptanzzyklus unterteilt in fünf Kategorien

Inwieweit sich die Marktsituation in den nächsten Jahren verändert, wird nicht zuletzt von der Anzahl und den Auswirkungen zukünftiger Stromausfälle und der daraus abgeleiteten Sensibilisierung sein.

Ein erstes Anzeichen dafür, dass sich der Trend zu mehr Sicherheit rasch fortsetzen wird, ist die nicht unerhebliche Anzahl von Installationen im Bereich der USV-Anlagen und Notstromaggregaten. Diese rein technischen Vorkehrungen sind natürlich nur ein Baustein für ein umfassendes Energie-Versorgungs-System.

4 Praxisbeispiele

4.1 Realisierung eines Backup-Rechenzentrums

Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der IT in den Produktionsbetrieben, führen Störungen in Rechenzentren zu signifikant negativen Auswirkungen in Unternehmen. Es sind aber nicht nur Bereiche in der jeweiligen Firma betroffen. Oft führen diese Störungen auch zu Lieferproblemen, Imageproblemen und letztendlich auch zu monetären Verlusten. Zweifellos schafft für Unternehmen die aktive Steuerung der gesamten Versorgungskette vom Lieferanten der Lieferanten bis zum Kunden der Kunden zahlreiche Wettbewerbsvorteile. Diese Prozesse des „Supply Chain Management“ setzen jedoch eine möglichst nahezu 100%-ige Verfügbarkeit der IT voraus. Die Beurteilung der Versorgungssicherheit eines Rechenzentrums ist dabei sehr wichtig.

Der Autor war selbst über mehrere Jahre für die Projektierung, die Inbetriebnahme und die BS7799-Zertifizierung⁵⁸ eines Konzern-Backup-Rechenzentrums verantwortlich.

4.1.1 Analyse: Sicherheitsgerechter IT-Betrieb

Nach einer mehrjährigen Erfassung der Ist-Situation und nach mehrfacher Erstellung verschiedener Risikoanalysen und in Anbetracht des § 280 BGB wurde vom Vorstand beschlossen, dass eine umfangreiche Überarbeitung und Sicherstellung der Versorgungssicherheit der Rechenzentren zu erfolgen hat. Daraus abgeleitet wurde der Bau eines Konzern-Backup-Rechenzentrums ins Leben gerufen, dessen infrastrukturelle Versorgung in den folgenden Kapiteln schematisch dargestellt wird. Die Namen der

⁵⁸ TÜV Rheinland Group, BS7799 ist die Norm für eine begutachtende Bewertung der Sicherheit von IT-Umgebungen und umfasst eine „Best-Practices-Sammlung“, www.de.tuv.com/de/produkte_und_leistungen

Ortsteile und der Straßen sind frei erfunden und entsprechen nicht den tatsächlichen Namen.

Istaufnahme:

Die 20 kV-Einspeisung erfolgte bis zur Realisierung des Backup-Rechenzentrums durch einen einzigen ‚Inhouse‘-Transformator, welcher logischerweise über eine singuläre Trasse bis zum Übergabepunkt ‚Talbrücke‘ geführt wurde. Es gab keine Möglichkeit, die schon vorhandene ‚n-1‘-Sicherheit des 110 kV Übertragungsnetzes zu nutzen. Die unten stehende Abbildung 36 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

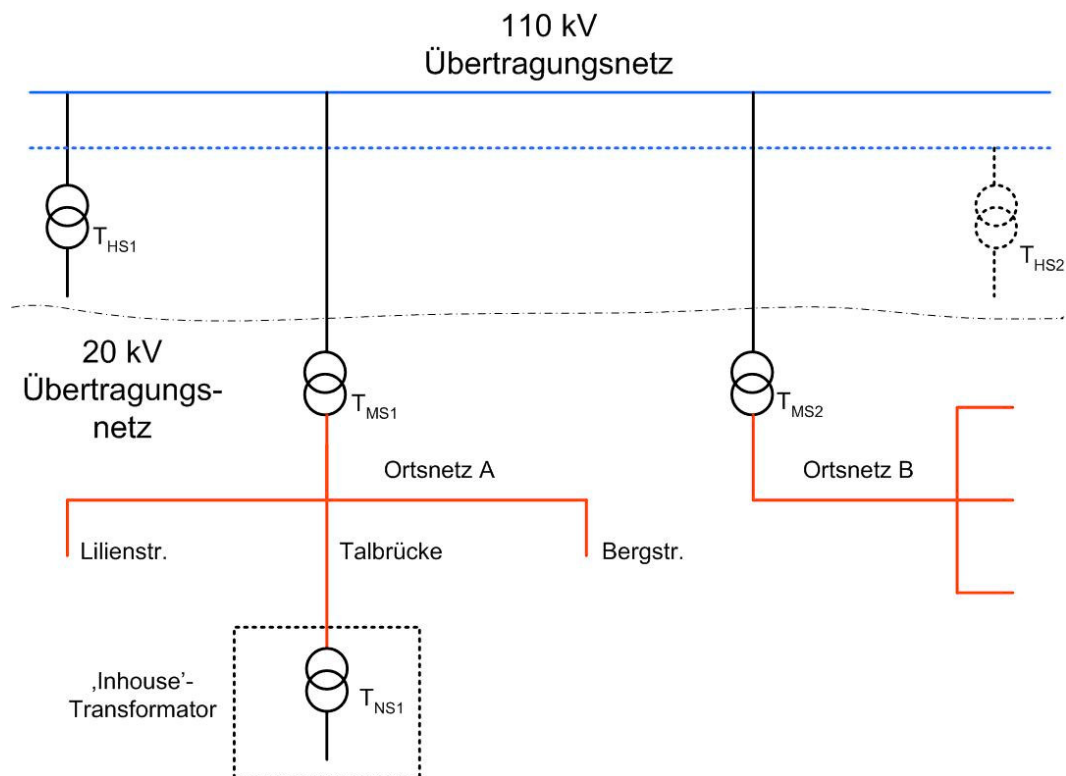


Abbildung 36: Istaufnahme: 20 kV-Einspeisung ohne Redundanz (Zone 1)

Ebenso waren im Mittelspannungsbereich (T_{MS1}), im ‚Inhouse‘-Bereich (T_{NS1}) und bei der Trassenführung keinerlei Redundanzen vorhanden.

Sollkonzept:

Vorgabe der wichtigsten Punkte:

- Verfügbarkeitsklasse Kategorie A (99,9999+%)

- Jeweils getrennte physikalische Trassen
- 20kV- und 110kV-Einspeisung redundant
- ‚Inhouse‘-400V-NS-Verteilung doppelt ausgelegt, ZEP, TN-S Netzform
- überwachtes, stringentes TN-S-Netz bis zum Endverbraucher

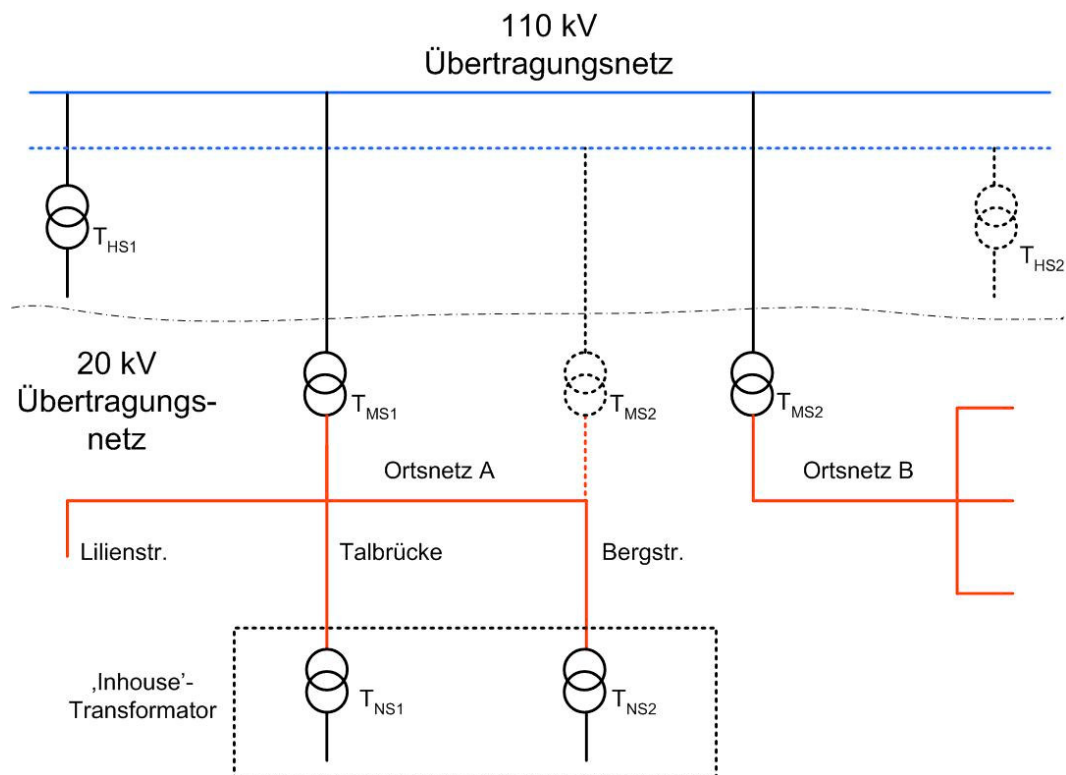


Abbildung 37: Sollkonzept: 20 kV-Einspeisung mit Redundanz (Zone 1)

Die Abbildung 37 verdeutlicht das aufzubauende Sicherheitskonzept bei der 20 kV Einspeisung. Diese wird redundant und über separate Trassen über den Übergabepunkt ‚Talbrücke‘ und ‚Bergstr.‘ eingespeist. Dadurch wurde aus einem Strahlennetz ein Ringnetz, welches eine höhere Gesamtzuverlässigkeit R_{par} besitzt (siehe Kapitel „Netzformen“).

Feststellung: Da die zentrale Einspeisung nur von einem 110kV Ein-Mast-System erfolgt (ähnlich wie in Ochtrup) und keine Redundanzen beim 110 kV / 20 kV Übergabepunkt vorhanden sind, wurde der Aufbau von Sicherheitssystemen in Zone 2 beschlossen.

Investitionsanalyse:

Bei dieser Investitionsanalyse wurden verschiedene Ausbaustufen für die Sicherstellung des Energie-Versorgungs-Systems kalkuliert. In Tabelle 3 ist die zweite von drei möglichen Ausbaustufen monetär erfasst. Das dreistufige Konzept trägt dem Aufzeigen und Bewerten von möglichen Einsparungspotenzialen Rechnung.

Ausbaustufe 2

Umzug Archiv	350.000,- €
Netzwerktechnik	152.000,- €
Bauleistungen	314.000,- €
Brandschutz	497.000,- €
Lüftung/Klima	664.000,- €
Elektrische Energievers.	945.000,- €
 Summe	 2.922.000.-€

Tabelle 3: Teil der Investitionsanalyse / Ausbaustufe 2

Ausbaustufe 1 bis Ausbaustufe 3 stellen dabei die Leistungen von 200 kVA, 400 kVA und 600 kVA der USV-Anlagen dar. Der Investitionsbetrag für die elektrische Energieversorgung ist hierbei typischerweise einer der höchsten. Die technische Implementierung dieser Anlagen kann dem folgenden Kapitel entnommen werden.

Randbedingungen:

Eine der wichtigsten Randbedingungen war die Entscheidung, ob eine der vorhandenen Bauinfrastruktur genutzt werden kann oder ob ein Neubau geeigneter wäre. Bei diesem Projekt hatte man sich für einen vorhandenen Campus entschieden, obwohl der Neubau umgerechnet auf den Quadratmeter Rechenzentrumsfläche kostengünstiger gewesen wäre. Der Grund lag in der redundanten Einspeisungsmöglichkeit über die Lokationen ‚Talbrücke‘ und ‚Bergstr.‘.

4.1.2 Konzeption, Realisierung und Betrieb des Rechenzentrums

An dieser Stelle soll nur auf das Arbeitspaket ‚Netz- und Sicherheitsdesign‘ und deren technische Implementierung in der Konzeptionsphase eingegangen werden. Abbildung 38 skizziert diese Konzeption.

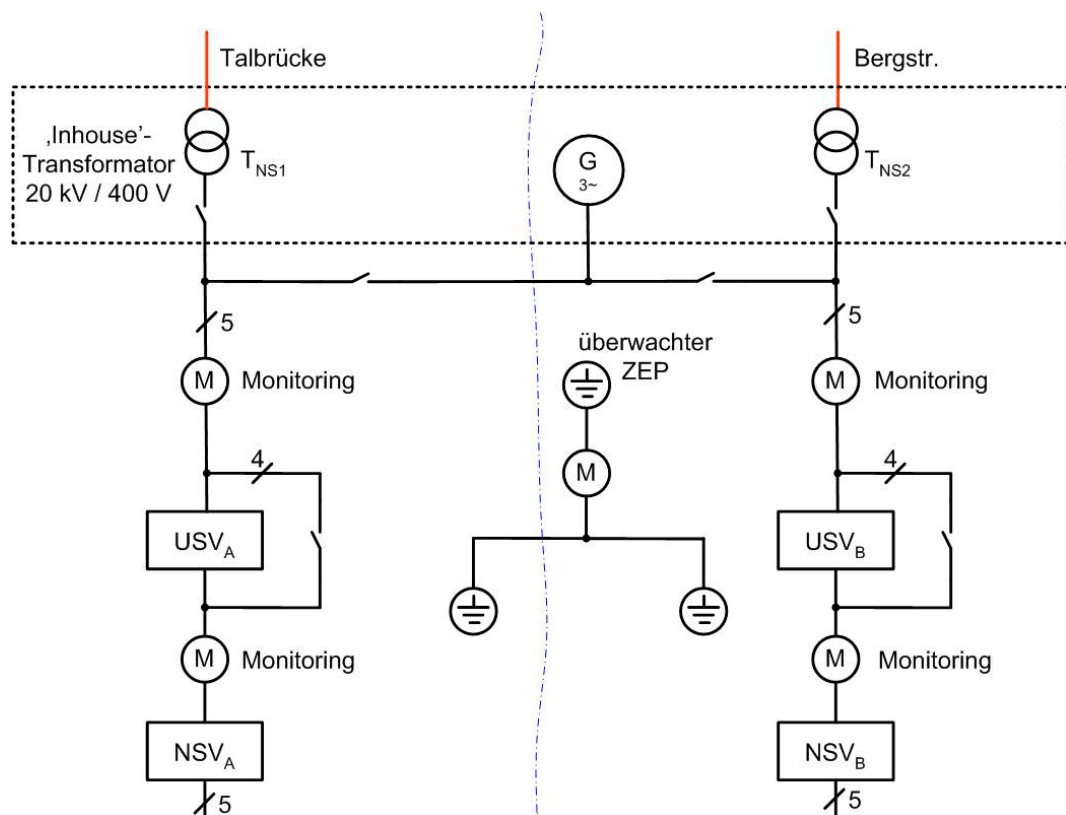


Abbildung 38: Realisierung: 400 V-NS-Einspeisung mit Redundanz (Zone 2)

Die Abbildung verdeutlicht die Sicherheitsimplementierungen für das Energie-Versorgungs-System des Rechenzentrums vom 20 kV-Einspeisepunkt bis zur Versorgung der RZ-Räume durch die Niederspannungsverteiler (NSV).

Die gestrichelte Linie, welche die Abbildung in einen linken und in einen rechten Teil trennt, symbolisiert die strikte Trennung der Trassenführungen. Es darf an keiner Stelle eine Kreuzung beider Pritschen existieren. Sie sollten möglichst weit voneinander entfernt angebracht werden.

4.1.3 Monitoring

Die grundlegenden Überlegungen zum Thema Monitoring wurden im Kapitel „Der Fünf-Phasen-Plan“ schon beschrieben. Einer der wichtigsten Aspekte in der Praxis ist, dass das Monitoring ein Bestandteil des Kontinuierlichen Verbesserungs-Prozesses (KVP) wird, nach dem Motto: „Jeden Tag einen Schritt besser“.

KVP muss über verschiedene Medien den Mitarbeitern zugänglich gemacht werden, damit das Verständnis und die Bereitschaft zum aktiven Beitrag gefördert wird:

- KVP ist keine ‚einmalige Angelegenheit‘; sie muss täglich gelebt werden
- KVP muss von der Geschäftsleitung angestoßen und überwacht werden.

4.2 Ein Haushaltskunde

Am 04. März 2006 wurde ich selbst mit den Folgen eines Ausfalls der elektrischen Energie konfrontiert. Ich war am Schreiben dieser Master-Thesis als plötzlich meine Arbeitsleuchte dunkel wurde, mein PC-System jedoch noch funktionierte. Im ganzen Ort gab es keinen Strom mehr. Mein Rechner funktionierte nur noch, weil er über eine kleine USV-Anlage betrieben wird. Die Störung traf uns zu einem ungünstigen Zeitpunkt: Es war in den frühen Abendstunden, es war sehr kalt und für Anfang März hatten wir noch viel Schnee. Ein längerer Ausfall der Heizung hätte unangenehme Folgen mit sich gebracht.

Die Störung wurde vom EVU (hier VKW) nach ca. 3 Stunden behoben, wobei bei der Zuschaltung die elektrische Energie kurzzeitig zur Verfügung stand, abermals unterbrochen wurde um dann in einen stabilen Zustand übergang. Diesem Umstand hatte ich dann auch zu verdanken, dass die Brennersteuerung unserer Ölheizung durch eine Überspannung nicht mehr funktionstüchtig war.

Agrund meiner Bitte, die Ursache für diesen Störfall mitzuteilen, war Herr Max Lechermann von der Vorarlberger Kraftwerke Aktiengesellschaft so freundlich und antwortete wie folgt (Auszug aus dem Schreiben vom 07.02.06):

„Sehr geehrter Herr Wiech,

die starken Schneefälle in der letzten Zeit haben dazu geführt, dass sich an manchen Stellen Bäume oder Äste unter der Schneelast gegen unsere Freileitungen geneigt haben. Dabei kann es vorkommen, dass manchmal die Leiterseile dieser Freileitungen gegeneinander gedrückt werden. Dies führt an der betreffenden Stelle zu einem Kurzschluss auf der Freileitung, was eine sofortige automatische Abschaltung der Leitung zur Folge hat.

Eine Zuschaltung ist erst nach Behebung der Schadensursache bzw. entsprechender Leitungskontrolle möglich.

Dieser "Schneedruck" war die Ursache für die Stromausfälle am 04.03.06, von der auch Sie betroffen waren.

An dieser Stelle möchten wir noch darauf hinweisen, dass Ihr Wohnhaus, Itzlings 45, leitungstechnisch von unserem Umspannwerk in Biesenberg versorgt wird.

Wir hoffen Ihnen mit diesen Angaben behilflich gewesen zu sein und verbleiben mit freundlichem Gruß.

Dipl. Ing. (FH) Max Lechermann

Vorarlberger Kraftwerke AG

Leiter der Betriebsstelle Lindenberg“

Auf meine Bitte nach Überlassung von Plänen der Hauptenergie-Verteilungswege antwortete Herr Lechermann wie folgt:

„Sehr geehrter Herr Wiech,

wir bitten um Verständnis, dass wir aus sicherheitstechnischen Gründen grundsätzlich keine Planwerke unserer 110-kV- und 20-kV-Netze an Dritte weiter geben.

Unsere 110-kV-Netze werden im Ringbetrieb (n-1)-sicher betrieben, dies gilt auch für die Anspeisung des Umspannwerkes Biesenberg, von welchem die Trafostation Itzlings versorgt wird. Das Umspannwerk Biesenberg besitzt zwei 110/20kV Transformatoren, wobei nur ein Transformator für den Betrieb erforderlich ist, der zweite Transformator dient als reiner Reservetrafo.

Unsere 20-kV-Netze werden als Strahlennetze betrieben, sind jedoch ebenfalls als Ringnetze konzipiert, sodass im Bedarfsfalle die einzelnen Trafostationen mit wenigen Ausnahmen umgeschaltet werden können.

Die Station Itzlings selber wird über eine kurze 20-kV-Stichleitung, abzweigend von einer 20-kV-Ringleitung versorgt.

Die einzelnen Trafostationen (20,0/0,4 kV) verfügen über keine Traforedundanz. Bei Ausfall eines Transformators erfolgt entweder umgehend ein Trafowechsel (innerhalb von zwei bis drei Stunden) oder eine Notversorgung mittels eines unserer fahrbaren Notstromaggregate (innerhalb ein bis zwei Stunden).

Wir hoffen Ihnen mit diesen Angaben behilflich gewesen zu sein und verbleiben mit freundlichem Gruß.

Dipl. Ing. (FH) Max Lechermann“

Da es sich bei der Einspeisung für mein Wohnhaus um ein Strahlennetz (siehe Kapitel Netzformen) handelt⁵⁹, war nach dem Kurzschluss in der Zuleitung keine Redundanz mehr vorhanden, welche die Störung hätte verhindern können.

Im Kapitel „Vertragliche Stromlieferbedingungen“ wurde die rechtliche Seite aus Sicht des EVUs angesprochen. Da der Kunde selbst jene Vorkehrungen zu treffen hat, um Schäden aus Lieferunterbrechungen zu vermeiden, bleibt an dieser Stelle nur ein Warten, bis die Störung durch das EVU behoben wird. Eventuelle Schäden, welche dadurch entstanden sind, müssen vom Kunden getragen werden.

⁵⁹ Um zu dieser Erkenntnis zu gelangen, musste ich die 20 kV-Leitungswege „zu Fuß abschreiten“.

4.3 Norddeutsche Affinerie

Die Norddeutsche Affinerie⁶⁰ (NA-Konzern) ist der größte Kupferproduzent Europas und zudem der weltgrößte Kupferrecycler. Er produziert jährlich ca. 800.000 Tonnen Kupfer und Kupferprodukte. Mit seinen ca. 3.200 Mitarbeitern zählt er auch international zu den führenden Kupfererzeugern.

Am 25.01.2006 wurde die Polit-Talkshow ‚Berlin Mitte‘ mit dem Thema „Strom, Gas, Öl: Friert sich Deutschland arm?“⁶¹ unter der Moderation von Maybrit Illner ausgestrahlt. In der Sendung war u.a. Herr Dr. Werner Marnette, Vorstandsvorsitzender der Norddeutschen Affinerie, in die Gesprächsrunde eingeladen. Kernpunkt der Talkshow war das Thema Energiekosten, welche sich innerhalb Deutschlands wohl auch 2006 weiter erhöhen werden. Überhöhte Gas- und Strompreise seien die Folge eines unzureichenden Wettbewerbs. Heraufziehende Fragezeichen bei der Versorgungssicherheit in der Gasversorgung durch Russland wurden diskutiert.

Bei diesem Gespräch berichtete Herr Dr. Werner Marnette davon, dass es im Moment Überlegungen gebe, inwieweit der NA-Konzern zukünftig seinen Bedarf an elektrischer Energie durch eine eigene Energie-Erzeugung abdecken kann. Dadurch könne der Strom günstiger bezogen werden als vom EVU und durch die eigene Hoheit über die Erzeugeranlage könne die Versorgungssicherheit erhöht würde.

Ich hatte in Bezug auf diese Master-Thesis ein großes Interesse an diesem Projekt und wollte diesbezüglich weitere Details in Erfahrung bringen. Bei meiner ersten Anfrage an die Norddeutsche Affinerie erhielt ich jedoch nur die Aussage, dass man sich zu wirtschaftlichen und technischen Fragen noch nicht im Detail äussern könne.

⁶⁰ Konzernzahlen der Norddeutschen Affinerie im Internet: www.na-ag.com/NA/konzern

⁶¹ Weiter Informationen zur Sendung: www.zdf.de/ZDFde/inhalt/8/0,1872,3759208,00.html

Nach längeren Gesprächen war Herr Dr. Michael Niese von der Norddeutschen Affinerie bereit, die folgenden Fragen zu beantworten (Auszug aus dem Schreiben vom 07.02.06):

„Sehr geehrter Herr Niese,

vielen Dank für das angenehme und informative Gespräch von heute Vormittag.

Die Beantwortung folgender Fragen wären für meine Master-Thesis von Interesse:

F.: Wie sieht der Zeitplan für die Erstellung einer firmeneigenen Kraftwerksanlage ca. aus?

A.: Die Inbetriebnahme soll im Jahr 2009 erfolgen.

F.: In welchen Dimensionen bewegt sich die Kraftwerksanlage (MW)?

A.: Die elektrische Leistung beträgt 96 MW.

F.: Werden zur Energieerzeugung herkömmliche fossile Energieträger herangezogen oder erneuerbare?

A.: Es werden so genannte Ersatzbrennstoffe eingesetzt. Es handelt sich dabei um die brennbare Fraktion des Hausmülls, evtl. auch Müll selbst. Gegenüber der bisherigen Deponierung dieser Stoffe werden insofern fossile Energieträger geschont.

F.: In welchem Spannungsbereich (380kV/400kV, 110kV HS, 20kV MS) wird die Einspeisung erfolgen?

A.: Im Fall unseres Kraftwerks 110 kV.

F.: Werden zur Einspeisung redundante Trassen verwendet?

A.: Nach bisherigem Planungsstand ja.

F.: Wird die erzeugte elektrische Energie ausschließlich an Ihr Unternehmen (Norddeutsche Affinerie AG) abgegeben?

A.: Das geplante Kraftwerk wird pro Jahr ca. 750 Mio. kWh Strom erzeugen. Der jährliche Verbrauch der NA in Hamburg liegt bei 650 Mio. kWh. Der Stromüberschuss wird ins Netz eingespeist. Mittelfristig handelt es sich um eine Wachstumsreserve für den Ausbau des Standorts Hamburg.

F.: Sind die rechtlichen Rahmenbedingungen schon geklärt?

A.: Bisher hat bereits ein Scoping-Termin stattgefunden. Die kommunalen Verwaltungen wurden in Ausschusssitzungen informiert.

F.: Gibt es bereits eine Stellungnahme des örtlich zuständigen EVU zum geplanten Vorhaben?

A.: Die technische Vorklärung ist erfolgt.

F.: Wieviel % des gesamten Energieverbrauches der Norddeutsche Affinerie AG werden dadurch abgedeckt?

A.: Der Stromverbrauch der NA beträgt konzernweit rund eine Mrd. kWh. Das geplante EBS-Kraftwerk⁶² deckt entsprechend drei viertel des Gesamtverbrauchs.

Vielen Dank für Ihre Mitarbeit.

Mit freundlichen Grüßen,

Peter Wiech“

⁶² Branchenleitfaden, Definition und Betrieb eines Ersatz-Brennstoff-Kraftwerks, www.co2ncept.net/download

4.4 Knochenbank am LKH Feldkirch

Am 05. Mai 2006 wurde über das Internet⁶³ folgender Beitrag veröffentlicht, der die Folgen eines Stromausfalles am Landeskrankenhaus (LKH) Feldkirch beschreibt:

„Stromausfall bei Knochenbank

Nach einem Stromausfall bei einer Knochenbank am LKH Feldkirch hat die Polizei Ermittlungen aufgenommen. Dass die Knochenbank in Feldkirch ohne Strom war, wurde am Montag festgestellt.

Vor der abschließenden Befragung von noch etwa 50 Personen sei von einem technischen Defekt über Fahrlässigkeit bis hin zu vorsätzlicher Stromabschaltung alles möglich, berichtete am Freitag ORF Radio Vorarlberg.

Bei der so genannten Knochenbank handelt es sich um einen Gefrierschank, in dem Knochen wie etwa Schädeldecken zwischengelagert werden, um diese den Patienten zu einem späteren Zeitpunkt wieder einsetzen zu können.

Dass die Knochenbank in Feldkirch ohne Strom war, wurde laut ORF am Montag festgestellt. Auch der Alarm war ausgeschaltet. Da nach einer ersten Prüfung ein technischer Defekt eher ausgeschlossen worden sei, informierten die Verantwortlichen die Polizei. Wie lange die Kühlkette unterbrochen war, ist laut Rundfunk-Bericht offen. Die in der Knochenbank gelagerten Knochen seien aber vermutlich nicht mehr verwendbar.“

Dieser Bericht zeigt, dass es Bereiche und Einrichtungen gibt, welche über mehr als ein einstufiges Monitoring- bzw. Alarmierungssystem verfügen müssen. Es ist auch zu prüfen, ob diese Systeme nur mittels dem ‚Vier-Augen-Prinzip‘ zu deaktivieren sind, bzw. welche zusätzlichen organisatorischen Maßnahmen hierfür hinzugezogen und protokolliert werden müssen.

⁶³ Quelle: www.vol.at

5 Zusammenfassung

Der Begriff „Versorgungssicherheit“ bezieht sich nicht nur auf die Betrachtung der EVUs. Vielmehr wurde der Betrachtungshorizont in der vorliegenden Master-Thesis in 2 Zonen gegliedert, welche mittels einem dafür geeigneten Analyseinstrument hinsichtlich der Versorgungssicherheit beleuchtet wurden.

Aufgrund der Tatsache, dass Informationen von EVUs oft schwer zu beschaffen sind und dass deren Vollständigkeit und Aktualisierungsgrad mit Vorsicht zu bewerten sind, ist eine Analyse der Versorgungssicherheit schwer durchführbar. Eine lückenlose und unterbrechungsfreie Einspeisung von elektrischer Energie durch die EVUs kann nicht gewährleistet werden.

Es ist somit Aufgabe des Kunden, (in Zone 2) die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, um eine 100%-ige und redundante Stromversorgung in seinem Campus sicher zu stellen. Aktuelle Praxisbeispiele in Kapitel 4 beschreiben anhand des vorgestellten Analyseinstruments mögliche Sicherheitsimplementierungen.

Die EVUs werden zukünftig aufgrund des Kostendrucks durch die Liberalisierung des Strommarktes die „n-1“-Sicherheit in 110 kV- und 20 kV-Übertragungsnetzen (Zone 1) wohl kaum weiter voran treiben. Dies bedeutet, dass zukünftig nicht mit einer Erhöhung der Versorgungssicherheit seitens der zuständigen EVUs zu rechnen ist.

Aufgrund der zunehmenden Installation von Erzeugern elektrischer Energie durch dezentrale und regenerative Systeme kann die Versorgungssicherheit verbessert werden. Allerdings sind die dafür notwendigen Investitionen in die Übertragungsnetze und in flexibel zu gestaltende Erzeugungskapazitäten bereitzustellen. Es stellt sich nun die Frage, wer dazu bereit ist, diese Investitionen zukünftig zu tragen.

Literaturverzeichnis

Bollen, M. H. J., „Understanding Power Quality Problems“, New York, IEEE Press, 2000

Wrede, Holger, „Beiträge zur Erhöhung von Versorgungssicherheit und
Spannungsqualität“ in der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie durch
leistungselektronische Betriebsmittel, Shaker Verlag, Aachen 2004,
ISBN 3-8322-2608-7

Statistisches Bundesamt im Internet, www.destatis.de/themen/d

RWE Deutschland im Internet, www.rwe.de

Brauner, Günther,
„Volkswirtschaftliche Bedeutung der Versorgungssicherheit“ veröffentlicht im
Zukunftforum Österreich, 2004
„Strategien zur Sicherung der österreichischen Stromversorgung“,
3. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien,
„Die Zukunft der Energiewirtschaft im liberalisierten Markt“, 12. – 14. Februar 2003
„Ursachen von Großstörungen und Abhilfemaßnahmen“, Vortrag am
World-Energy-Concil – TU-Wien Workshop, 03. Dezember 2003

Boltz, Walter, „Versorgungssicherheit unter den Bedingungen eines liberalisierten
Energemarktes“, Zukunftforum Österreich, Sommer 2004, ÖGB Verlag

Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e.V., DVWG,

„Versorgungssicherheit und Grundversorgung in offenen Netzen“,

37. Verkehrswissenschaftliches Seminar in Freiburg im Breisgau,

30. September / 01. Oktober 2004, Reihe B – Seminare, ISBN 3-937877-15-0

Knieps, Günter, „Versorgungssicherheit und Universaldienste in Netzen: Wettbewerb mit Nebenbedingungen?“, Reihe B, B285, S. 11 – 25, Prof. Dr., Direktor des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg

Knieps, Günter, „Zur Problematik der internen Subventionierung in öffentlichen Unternehmen“, Finanzarchiv, 1987, N.F., Bd. 45, S. 268 - 283

Blankart, Ch.B., Knieps, G.,

„Das Konzept der Universaldienste im Bereich der Telekommunikation“,

1994, Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, Band 13, S. 238 - 253

Faulhaber, G.R.,

„Cross Subsidization: Pricing in Public Enterprises“,

American Economic Review, 65, S. 966 – 977, 1975

Schulz-Jander, Rüdiger, „Versorgungsrechtliche Überlegungen des bisherigen Gemeindeversorgers nach Ablauf von Konzessionsverträgen“, 1992, Baden-Baden: Nomos Verl.-Ges., ISBN 3-7890-2622-0

Biedermann, Hans-Wolfgang, „Endschaftsregelungen in neuen
Musterkonzessionsverträgen für die Gas- und Stromversorgung auf Ebene der
Bundesländer“, Veröffentlichungen des Instituts für Energierecht an der Universität
zu Köln, Bd. 67, 1. Aufl., S. 13 - 41

Powe, Ian, „He Consumers View of Competition“,
1995, Bundesanzeiger, Chapter 13, Part 5,
Other Ways of balancing the Interests involved, ISBN 3-88784-671-0

Bollen, M. H. J., „Understanding Power Quality Problems“,
New York: IEEE Press, 2000, www.ieee.org/web/publications

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), www.bsi.de/fachthem/kritis

Bullinger, Martin, „Versorgungssicherheit aus europarechtlicher Perspektive“,
Reihe B, B285, S. 26 – 32, Prof. Dr., 2004, Schriftenreihe der DVWG e.V.

Vorarlberger Kraftwerke Aktiengesellschaft, „Allgemeine Stromlieferbedingungen“,
Stand: 21. November 2005, VKW AG, www.vkw.at/inhalt/at

DIN VDE 3100-2, „Allgemeine Leitsätze für das sicherheitsgerechte Gestalten technischer
Erzeugnisse“, Teil 2, Begriffe der Sicherheitstechnik, Dezember 1987

RISKNET, The Risk Management Network, www.risknet.de

Böhmer, Wolfgang, „Virtual Private Networks“,

2. Auflage, Hanser Verlag, Mai 2005, ISBN 3-446-22930-2

Böhmer, Wolfgang, „Einstufung der IT-Unternehmenssicherheit mittels IT-Security-ScoreCard“, submitted paper, Jahrgangstagung des Fachbereichs Sicherheit – Schutz und Zuverlässigkeit der Gesellschaft für Informatik e.V. (GI), Universität Regensburg, 05. – 08. April 2005

Kreiszig, E., „Statistische Methoden und ihre Anwendungen“,

Nachd. der 7. Auflage, Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen, 1982,

ISBN 3-525-40717-3

Verband der Netzbetreiber – VDN e.V., Berlin, www.vdn-berlin.de

Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung,

„Innovation und neue Energietechnologien“, www.bmwa.bund.de

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,

www.bmu.de/erneuerbare_energien/aktuell/aktuell/1235.php

<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/>

TU Berlin, Institut für elektrische Energietechnik,

Fachgebiet Erneuerbare Energien, emsolar.ee.tu-berlin.de/forschung/pmsynwind

Heise, Wolfgang, „Praxisbuch Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit“,

R&M-Programm für Automobilzulieferer und den Maschinen- und Anlagenbau,
Januar 2002, ISBN 3-446-21930-74

Fachkunde Elektrotechnik, 10. Auflage, S. 304ff, Verlag EUROPA-Lehrmittel,
Nourney, Vollmer & Co. OHG Wuppertal, ISBN 3-8085-0024-7

Brauch, Dreyer, Haake, „Mathematik für Ingenieure, Maschinenbau und Elektrotechnik“,
ISBN 3-519-16500-7

Asplund, G., Eriksson, K., Svensson, K., „HVDC Light – Gleichstromübertragung mit
Spannungszwischenkreis-Umrichtern“, ABB Technik, Nr. 1, 1998, S. 4 – 9

ABB, Asea Brown Boveri Ltd, www.abb.de

Blume, D., Schlabbach, J., Stephanblome, T., „Spannungsqualität in elektrischen Netzen“,
Berlin – Offenbach: VDE-Verlag, 1999

McMurray, W., „Power Converter Circuits Having A High Frequency Link“,
US Patent 3 517 300, June 23, 1970

Betz, F., Dipl.-Ing., Huber, E., Dipl.-Ing., Fachkenntnisse Elektrotechnik, Fachstufe 1,
Energietechnik, 2. Auflage, ISBN 3-582-03622-7

Spannungsfeld Energie, Zwischen Versorgungssicherheit und Versorgungsethik,
Österreichischer Gewerkschaftsbund GmbH Verlag Wien, 2004,
ISBN 3-7035-1030-7

Green paper – towards a European Strategy for the Security of Supply.

European Commission 2001

Gellings, C. W., „The mid-west and north-east blackout of USA 2003“, Vortrag am

World-Energy-Concil – TU-Wien Workshop, 03. Dezember 2003

Ökostromgesetz sowie Änderungen des Elektrizitätswirtschaft- und organisationsgesetzes

(EIWOG) und des Energieförderungsgesetzes (EnFG) von 1979,

149. Bundesgesetz, Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich vom 23.

August 2002

Boltz, Kapetanovic, „Regulierungsansätze für Versorgungssicherheit“,

e&i Heft, 10. Oktober 2002

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom

26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, Amtsblatt der Europäischen Union,

15. Juli 2003

Energie-Control GmbH, „Ausfall- und Störungsstatistik“,

www.e-control.at/portal/page/portal/

Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom

26. Juni 2003 über die „Netzzugangsbedingungen für den

grenzüberschreitenden Stromhandel“, Amtsblatt der Europäischen Union,

15. Juli 2003

Carere, E., „The California Crisis and its Lessons for the EU“, The Brattle Group 2001

Wiech, Peter, „Das IT-Notfallhandbuch“, unveröffentlichtes Manuskript, Dezember 20

Consentec GmbH, „Auswirkungen des Windkraftausbaus im Auftrag der E-Control GmbH“,
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen,
Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
Mannheim, August 2003

CEER Working Group on Security of Supply, „The Norwegian Security of Supply
Situation during the Winter 2002/2003“, Juli 2003
„Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply“, September 2004
www.ceer-eu.org

UCTE Regeln, Standards und Normen, www.ucte.org

Biegelmeier, G., Kiefer, G., Krefter, K.-H., „Schutz in elektrischen Anlagen“,
Band 1 – 5, VDE-Schriftenreihe Band 80 – 84, ISBN 3-8007-2603-3

Hofheinz, W., „Fehlstrom-Überwachung in elektrischen Anlagen nach DIN EN 62020“,
VDE-Schriftenreihe Band 113, ISBN 3-8007-2422-7

DIN EN 50160, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen“

Rannenber, K., Pfitzmann, A., Müller, G.,
„Sicherheit, insbesondere mehrseitige IT-Sicherheit“,
it+ti Informationstechnik und technische Informatik, 38. Jahrgang 1996,
Heft 4, Oldenburg Verlag, München, S. 5 - 10

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Master-Thesis zum Thema:

„Entwicklung eines Analyseinstruments zur Beurteilung der Versorgungssicherheit von EVUs anlässlich des Stromausfalls im westlichen Münsterland“

selbständig und ohne Benutzung Anderer, als angegebenen Quellen und Hilfsmittel verfasst wurde. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen wurden, sind als solche gekennzeichnet.

Weingarten, den 11. Mai 2006

Ort, Datum

Unterschrift