

Gesamtwirtschaftliche Analyse der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) unter Berücksichtigung von Kundenausfallskosten

Markus Schmidt (Salzburg AG), Herwig Renner, Lothar Fickert (Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz)

1. Einleitung

Wird ein Netz einer gesamtwirtschaftlichen Untersuchung hinsichtlich der Versorgungssicherheit unterzogen, so muss man neben den Systemkosten, die sich aus den Investitions- und Instandhaltungskosten zusammensetzen, auch die Kundenausfallkosten, welche im Zuge von Spannungseinbrüchen und Versorgungsunterbrechungen entstehen, berücksichtigen. Diese beiden Kostenkomponenten weisen im Allgemeinen in Abhängigkeit von der Versorgungszuverlässigkeit einen entgegengesetzten Trend auf. Während die Systemkosten mit steigender Versorgungszuverlässigkeit steigen, sinken die Kundenausfallkosten und umgekehrt. Das Ziel aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es nun, die Gesamtkosten als Summe aus Kundenausfallkosten und Systemkosten durch geeignete Investitionen zu minimieren. Schwerpunktmäßig behandelt die vorliegende Publikation den Einsatz der AWE in Mittelspannungsnetzen sowie die Verkabelung als Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungsqualität. Neben der Ausführung der theoretischen Grundlagen werden auch die Anwendung des beschriebenen Verfahrens auf ein Mittelspannungsteilnetz und die daraus resultierenden Erkenntnisse präsentiert.

2. Monetäre Bewertungen

Als dynamische Investitionsrechenmethode für die wirtschaftliche Bewertung der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse sowie den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen möglicher Investitionen wird die Annuitätenmethode gewählt. Mit dieser Methode ist es möglich, die einmalig anfallenden Investitionskosten auf durchschnittliche Kosten (Annuitäten), zur Schaffung einer Vergleichsbasis mit den jährlich anfallenden Ausfalls- und Instandhaltungskosten, umzurechnen. Neben einem kalkulatorischen Zinssatz von 4,5% p.a. wird eine Teuerungsrate bezüglich der Instandhaltungskosten von 2% p.a. sowie eine Steigerung der Ausfallkosten von 5% p.a. angenommen. Der letztgenannte Wert liegt eher niedrig: laut einer Studie von EPRI wird die Steigerung der Kundenausfallkosten mit 7% p.a. geschätzt [2]. Den Betriebsmitteln wird eine Nutzungsdauer von 40 Jahren zugrunde gelegt.

3. Kundenausfallkosten

Mangelnde Versorgungsqualität bedeutet nicht nur für die Elektrizitätsunternehmen wegen der nicht verkauften Energie einen Einkommensausfall, sondern kann gerade bei Kunden aus den Bereichen Industrie und Gewerbe unmittelbare Schäden, Produktionsausfälle und daher Kosten verursachen. Die Höhe der Kundenausfallkosten, welche zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung herangezogen werden, ist - abhängig von der Art des Kunden - stark unterschiedlich. Ein einfaches Konzept, das bei der vorliegenden Untersuchung angewandt wurde, sieht eine grobe Einteilung der Kunden in Kundengruppen vor. In der Praxis bieten sich die Sektoren Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft und Haushalt an.

Konkret entstehen für Verbraucher z.B. bei Spannungseinbrüchen oder Versorgungsunterbrechungen

- Wiederanlaufkosten (Dispositionsänderungskosten, Reinigungs- und Rüstkosten, Anlaufkosten)
- Stillsetzungskosten (Dispositionsänderungskosten, Auslaufkosten, Konservierungskosten)
- Stillstandskosten (Anlagen- und Personalkosten, Lagerkosten, entgangener Gewinn)

- Zusatzkosten (Zusatz- und Nachholarbeit, erhöhte Herstellungskosten auf anderen Betriebsmitteln, Materialkosten durch Ausschussware)

Für Haushaltsverbraucher bedeutet selbst ein mehrstündiger Stromausfall meist nur einen Komfortverlust.

Für die vorliegende Untersuchung wurde angenommen, dass nur Spannungsunterbrechungen und Spannungseinbrüche (Dips) mit einer verbleibenden Restspannung von weniger als 70 % eine Auswirkung auf Kundenanlagen haben. Die Grenze von 70 % wurde in Untersuchungen [4] ermittelt, kann aber prinzipiell variiert werden.

Die spezifischen Ausfallskosten k_A im Zusammenhang mit Spannungsunterbrechungen oder Spannungseinbrüchen setzen sich aus zwei Komponenten zusammen. Die erste, leistungsbezogene, Komponente ("Dipkosten") ist von der Dauer des Ereignisses unabhängig und repräsentiert damit Fixkosten, die anfallen, sobald ein entsprechendes Ereignis auftritt. Die zweite, arbeitsbezogene, Komponente ("Unterbrechungskosten") beinhaltet eine Abhängigkeit von der Dauer der Störung und kommt nur bei längeren Spannungsunterbrechungen zu tragen.

Die Ausfallkosten $K_{A,i}$ je Ereignis i werden mittels einer linearen Näherung über die folgende Geradengleichung beschreiben:

$$K_{A,i} = (k_W \cdot t + k_P) \cdot P \quad (1)$$

K_A	Ausfallkosten [€]
k_W	arbeitspezifischen Unterbrechungskosten [€/kWh]
k_P	leistungsspezifischen Dipkosten [€/kW]
t	Dauer der Versorgungsunterbrechung [h]
P	Leistung der Kundenanlage

Zur Ermittlung der Höhe der spezifischen Kostenkomponenten (siehe Tabelle 1) wurden internationale Studien [2] bezüglich der Ausfallkosten herangezogen, wobei diese Ausfallkosten mittels BIP (Bruttoinlandsprodukt) zu laufenden Preisen und Kaufkraftparitäten auf österreichische Vergleichswerte umgerechnet wurden.

Ein untersuchtes Netz muss neben einer Kundengruppenanalyse aus netztechnischer Sicht einer Zuverlässigkeitsanalyse unterzogen werden, bei der Parameter wie Häufigkeit, Dauer und verbleibende Restspannung von Ereignissen je Netzknoten (Ortsnetzstation) und Jahr ermittelt werden (siehe Tabelle 2). Diese Berechnung basiert auf einer herkömmlichen, wahrscheinlichkeitsbasierten Zuverlässigkeitsanalyse. Unter Berücksichtigung der Netztopologie, der Netzimpedanzen, der spezifischen Fehlerhäufigkeit aus der Störstatistik sowie dem im Netz implementierten Schutzsystem werden dabei folgende knotenspezifischen Kenngrößen für jeden einzelnen Netzknoten berechnet:

- Anzahl der Dips mit einer Spannung kleiner 70 % pro Jahr und Netzknoten (H_{D70})
- mittlere Ausfallshäufigkeit pro Jahr und Netzknoten (H)
- mittlere Unterbrechungsdauer pro Jahr und Netzknoten (T)

Aus diesen Parametern können anschließend die jährlichen Kundenausfallskosten – unterteilt in Unterbrechungskosten K_{AU} und Dipkosten K_{AD} - in jedem berechnet werden. Es wird dabei modellhaft die tages- und jahreszeitliche Verteilung der Störungen und der betroffenen Kundenleistungen als konstant angenommen.

$$K_{AU} = P_k \cdot H_k (k_{W,k} \cdot T_k + k_{P,k}) \quad (2)$$

$$K_{AD} = P_k \cdot H_{D70,k} \cdot k_{P,k} \quad (3)$$

k Knotenindex

Weiters werden die entsprechenden systembezogenen Kennwerte für das untersuchte Netz bestimmt:

- Mittlere jährliche Häufigkeit für Spannungseinbrüche mit einer Restspannung kleiner 70 % (SARFI₇₀),
- Mittlere jährliche Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI)
- Mittlere jährliche Unterbrechungsdauer (SAIDI)
- Mittlere Unterbrechungsdauer je Störung (CAIDI)

Die Berechnungsvorschriften für die systembezogenen Kenngrößen sind in Tabelle 3 angeführt.

Auf Basis der angeführten Parameter können unterschiedliche netzseitige technikbezogene Investitionen, wie z. B.

- der Einsatz der automatischen Wiedereinschaltung (AWE),
- der Ersatz von Freileitungen durch Kabel,
- zusätzliche Leistungsschalter (schutztechnische Segmentierung) und
- der Einsatz von Fernwirktechnik zur Verringerung der Umschaltzeiten

gesamtwirtschaftlich unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität bewertet werden. Die Umlegung auf jährlich anfallende Kosten erfolgt mittels der in Punkt 2 beschriebenen dynamischen Investitionsrechnung.

4. Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

Die AWE ist dem Leitungs- und Netzschutz zugeordnet und wird insbesondere in Freileitungsnetzen zur Beseitigung von Lichtbogenfehlern (Kurzschlüssen), meist hervorgerufen durch atmosphärische Überspannungen, eingesetzt. Diese Fehler werden dadurch beseitigt, dass man die Energiezufuhr zur Fehlerstelle für kurze Zeit (200ms – 500ms) unterbricht. Nach dieser spannungslosen Pause erfolgt eine automatische Zuschaltung der Spannung. Falls der Fehler durch die temporäre Abschaltung beseitigt werden konnte, erfolgt nach dieser sogenannten Pausenzeit die Energieversorgung wieder regulär und es kommt zu keiner definitiven Abschaltung. Die Kunden im Netz erfahren lediglich eine sehr kurze Versorgungsunterbrechung. Die Erfolgsquote der AWE in einem Netz, die sich als Verhältnis der erfolgreichen AWE zu der Gesamtanzahl der AWE definiert, hängt vor allem vom Verkabelungsgrad des Netzes ab. Die Erfolgsquote liegt in Netzen mit hohem Freileitungsanteil zwischen 60% und 80%.

Vorraussetzung für den Einsatz der AWE ist ein AWE-fähiger Leistungsschalter, welcher mit einem Motorantrieb sowie einer Eigenversorgung (z.B. Batterie, Federspeicher,...) ausgestattet ist. Zudem bedarf es einer entsprechenden Schutzeinrichtung, welche die AWE-Funktion enthält. Sind diese Voraussetzungen gegeben, wie es bei neuwertigen Leistungsschaltern inkl. Schutzeinrichtung zumeist der Fall ist, so belaufen sich die zusätzlichen Kosten für die Ausstattung bereits AWE-tauglicher Leistungsschalter auf ca. 500 €. Ist dies nicht der Fall, dann ist die Umrüstung (Tausch der Leistungsschalter) mit einem wesentlich höherem Aufwand in der Größenordnung von 10.000 € verbunden.

5. Beschreibung eines untersuchten Mittelspannungsnetzes

Mit Hilfe des beschriebenen Verfahrens wird ein repräsentativer Abgang (Abgang A, siehe Abbildung 1) eines ländlichen, gelöscht betriebenen 30-kV-Mittelspannungsnetzes, welches Haushalte, Landwirtschaften, Gewerbebetriebe sowie eine Industrieanlage (15) versorgt, analysiert. Die Leistungsschalter im Umspannwerk und in der Schaltstation (14) sind fernwirktechnisch bedienbar. Zusätzlich sind diverse von Hand gesteuerte Lasttrennschalter im Netz vorhanden, mit deren Hilfe es möglich ist, durch geeignete Schaltmaßnahmen Kunden wiederzuversorgen und somit die Unterbrechungsdauer zu vermindern. Die Rückwirkungen infolge von Netzfehlern der gleichen Spannungsebene in den Abgängen B bis E werden bei der Analyse berücksichtigt. Spannungseinbrüche, deren Ursache im überlagerten 110-kV-Netz liegt, werden nicht berücksichtigt.

Ausgehend vom Ausgangszustand des Netzes (Szenario 0) wurden folgende Netzinvestitionsvarianten genauer untersucht und deren Ergebnisse verglichen:

- Szenario 1: Ertüchtigung der Schutzgeräte und Stations- bzw. Netzleittechnik für AWE-Funktion
- Szenario 2: Komplettverkabelung des Netzes, keine Nachrüstung mit AWE

Es werden dabei jeweils die oben definierten knotenspezifischen Kenngrößen für jeden einzelnen Netzknoten sowie die entsprechenden systembezogenen Kennwerte für den untersuchten Abgang A bestimmt.

6. Ergebnisse

Tabelle 4 zeigt, dass im Ausgangszustand (Szenario 0) Unterbrechungskosten und Dipkosten aufsummiert für den Abgang A in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Eine detaillierte Aufschlüsselung ist in Abbildung 3 dargestellt.

Ein Netzbetrieb mit AWE (Szenario 1) führt bei den einzelnen Netzknoten im untersuchten Abgang A zu einer Absenkung der Unterbrechungsdauer sowie der daraus resultierenden Unterbrechungskosten pro Jahr auf etwa ein Drittel (siehe Abbildung 4 und Abbildung 5). Grund dafür ist, dass infolge des Einsatzes der AWE nun nicht jeder Fehler - abhängig von der Erfolgsquote der AWE - zu einer Definitivabschaltung und somit einer längeren Unterbrechung führt. Diese Tatsache ist auch anhand der ermittelten systembezogenen Kennwerten SAIFI und SAIDI abzulesen, die von ursprünglich 3,9 Ausfällen pro Jahr bzw. 170 min pro Jahr auf 1,3 Ausfälle pro Jahr bzw. 58 min pro Jahr sinken (siehe Tabelle 5). Die Anzahl der Dips und die damit verbundenen Kosten steigen jedoch im geringen Maße, da nun alle Fehler im Abgang A zumindest zu einem Dip in diesem führen. In Summe sinken die Kundenausfallkosten (Vergleiche Abbildung 3 mit Abbildung 6) im Zuge des Einsatzes der AWE im untersuchten Abgang A um rund 330.000 € pro Jahr. Geht man nun davon aus, dass es sich bei den eingesetzten Leistungsschaltern um neuwertige AWE-fähige Geräte handelt, so betragen die Kosten für die Ertüchtigung der Schutzgeräte und Stations- bzw. Netzleittechnik für AWE-Funktion lediglich rund 500 € je Leistungsschalter. Der Einsatz der AWE führt somit nicht nur zu einer wesentlichen Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit des untersuchten Netzes, sondern ist auch gesamtwirtschaftlich sinnvoll (Vergleiche Szenario 0 mit Szenario 1 in Tabelle 4).

Weiters wurde untersucht, welche Auswirkungen eine komplette Verkabelung aller Abgänge auf die Zuverlässigkeit und die gesamtwirtschaftlichen Situation hat (Szenario 2). Aufgrund der geringeren Fehlerhäufigkeit von Kabeln gegenüber Freileitungen (Verhältnis Kabel/Freileitung 2,5/14 Fehler je 100 km Leitung [3]) führt eine Verkabelung zu einer wesentlich geringeren Anzahl von Dips und Unterbrechungen. Die Dipkosten für den Abgang A sinken somit im Vergleich zum Ausgangszustand um rund 516.000 € pro Jahr. Gleiches gilt für Unterbrechungsdauer- und Kosten die von 172 min pro Jahr bzw. 644.000 € pro Jahr auf 59 min pro Jahr bzw. 214.000 € pro Jahr sinken (siehe Tabelle 4 und Tabelle 5). Eine komplette Verkabelung des gesamten Netzes ist jedoch mit sehr hohen Investitionskosten verbunden und beträgt im untersuchten Netz ca. 12,5 Mio. €. Anteilsmäßig umgelegt auf den Abgang A würde diese Investition zu einer Steigerung der Systemkosten von 169.000 € pro Jahr führen. Stellt man dieser Erhöhung der Systemkosten die Verringerung der Ausfallkosten gegenüber, so ist zu erkennen, dass weitere Untersuchungen hinsichtlich der Verkabelung des gesamten Netzes trotz der hohen Investitionskosten aus volkswirtschaftlicher Sicht durchaus sinnvoll wären (Vergleiche Szenario 0 mit Szenario 2 in Tabelle 4).

Vergleicht man in weiterer Folge die Maßnahme Verkabelung mit dem Einsatz der AWE nur hinsichtlich der Unterbrechungsdauer und -kosten, so ist zu erkennen, dass die Verkabelung zumindest in Netzen mit geringem Vermaschungsgrad zu keiner Verbesserung in diesem Bereich führt. Grund dafür ist, dass für die Unterbrechungsdauer bzw. jährliche Nichtverfügbarkeit neben der Fehlerhäufigkeit der Betriebsmittel die Reparaturdauer entscheidend ist. Diese ist bei Kabeln wesentlich höher, und wirkt sich in Netzen mit hohem Anteil an Stichtabbindungen gravierend aus. Weiters liegt in Freileitungsnetzen mit AWE trotz erhöhter Fehlerhäufigkeit die Anzahl der Definitivabschaltungen nur unwesentlich über der Anzahl von Abschaltungen in Kabelnetzen. Wie in Tabelle 4 zu sehen ist, sind jedoch die Dipkosten in Relation zu den Unterbrechungskosten zumeist höher und dürfen deshalb auf keinen Fall vernachlässigt werden. Diese höheren Kosten sind darauf zurückzuführen, dass es im Netz – trotz Vernachlässigung der im übergeordneten Netz verursachten Dips - wesentlich öfters zu Spannungseinsenkungen kommt als zu längerfristigen Versorgungsunterbrechungen. Diese Zusammenhänge sind auch anhand der systembezogenen Kennwerte SAIFI, SAIDI und SARFI₇₀ für den untersuchten Abgang A zu erkennen (siehe Tabelle 5).

7. Zusammenfassung

In dieser Arbeit wird ein konkretes, ländliches Mittelspannungsnetz hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit und der Kundenausfallkosten analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl der Einsatz der AWE, als auch die Verkabelung des gesamten Netzes, gesamtwirtschaftlich betrachtet, als sinnvoll erachtet werden können. In beiden Fällen können die Gesamtkosten im Vergleich zum Ausgangszustand im hohen Maße gesenkt und die Versorgungszuverlässigkeit erhöht werden.

Der Betrieb des Netzes mit AWE hat dabei einen wesentlichen Einfluss auf die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen bzw. Unterbrechungsdauer und die damit verbundenen Unterbrechungskosten. Die Ausfallshäufigkeit kann im untersuchten Netz auf rund ein Drittel bzw. die gesamten Ausfallkosten – bei Vernachlässigung der im übergeordneten Netz verursachten Dips - um rund 25% gesenkt werden. Eine Verkabelung des gesamten Netzes ist aus volkswirtschaftlicher Sicht zwar mit hohen Investitionskosten verbunden, reduziert aber nicht nur die Ausfallshäufigkeit, sondern auch die Anzahl der Dips, sodass die gesamten Ausfallkosten im Vergleich zum Ausgangszustand um rund 65% gesenkt werden.

Die Analyse des Ausgangszustands zeigte zudem, dass 56% der Kundenausfallkosten durch Dips im untersuchten Mittelspannungsnetz verursacht werden und diese somit im Zuge einer Zuverlässigkeitsanalyse mit anschließender monetärer Bewertung auf alle Fälle berücksichtigt werden müssen. Insbesondere beim Einsatz der AWE, bei der das Verhältnis Dip- zu Unterbrechungskosten im untersuchten Netz 80 zu 20 beträgt, muss dieser Tatsache Rechnung getragen werden.

8. Literaturverweise

- [1] Schmidt, M.: „Minimierung der Kundenausfallkosten unter Berücksichtigung der automatischen Wiedereinschaltung“, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2003
- [2] Fickert L., Muhr M., Stigler H., "Studie: Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Elektrizitätsversorgung im liberalisierten Elektrizitätsmarkt", Technische Universität Graz, Oktober 2002
- [3] VEÖ, Verband der Elektrizitätswerke Österreichs: „Störungs- und Schadenstatistik der Hochspannungsnetze“, Auswertung 1966 – 1990
- [4] Haber, A.: „Analyse von Spannungseinbrüchen und mögliche Abhilfemaßnahmen in einem Industriebetrieb“, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen Technische Universität Graz, 2001
- [5] Renner, H.: „Netztechnische Analyse zur Beurteilung der Spannungsqualität“, Habilitationsschrift am Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2002
- [6] Renner, H.; Schmidt, M.: "Effects of Automatic Reclosure Systems on Customer Outage Costs" 5th International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability, Tallinn 2006, S. 93 - 97

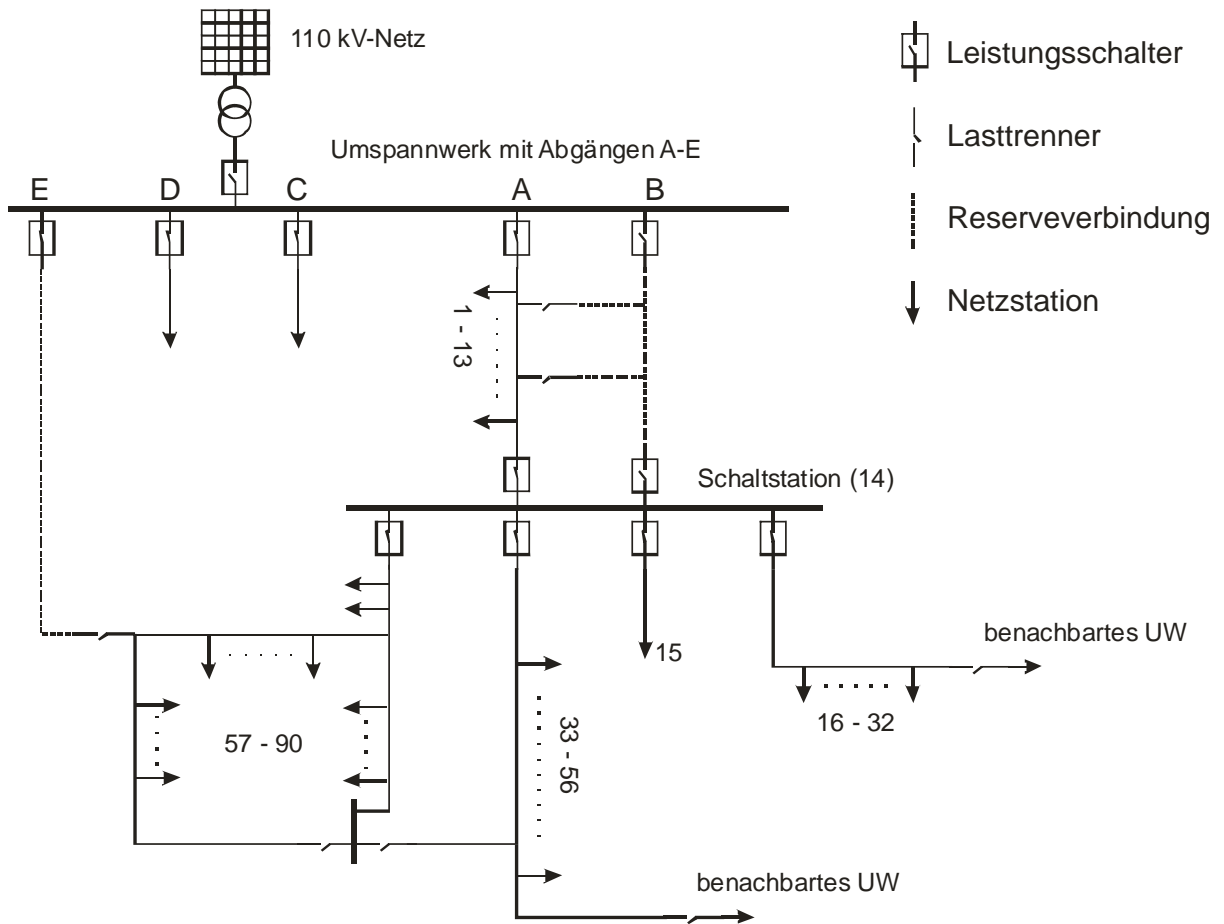


Abbildung 1 Prinzipielle Netztopologie des untersuchten Mittelspannungsnetzes

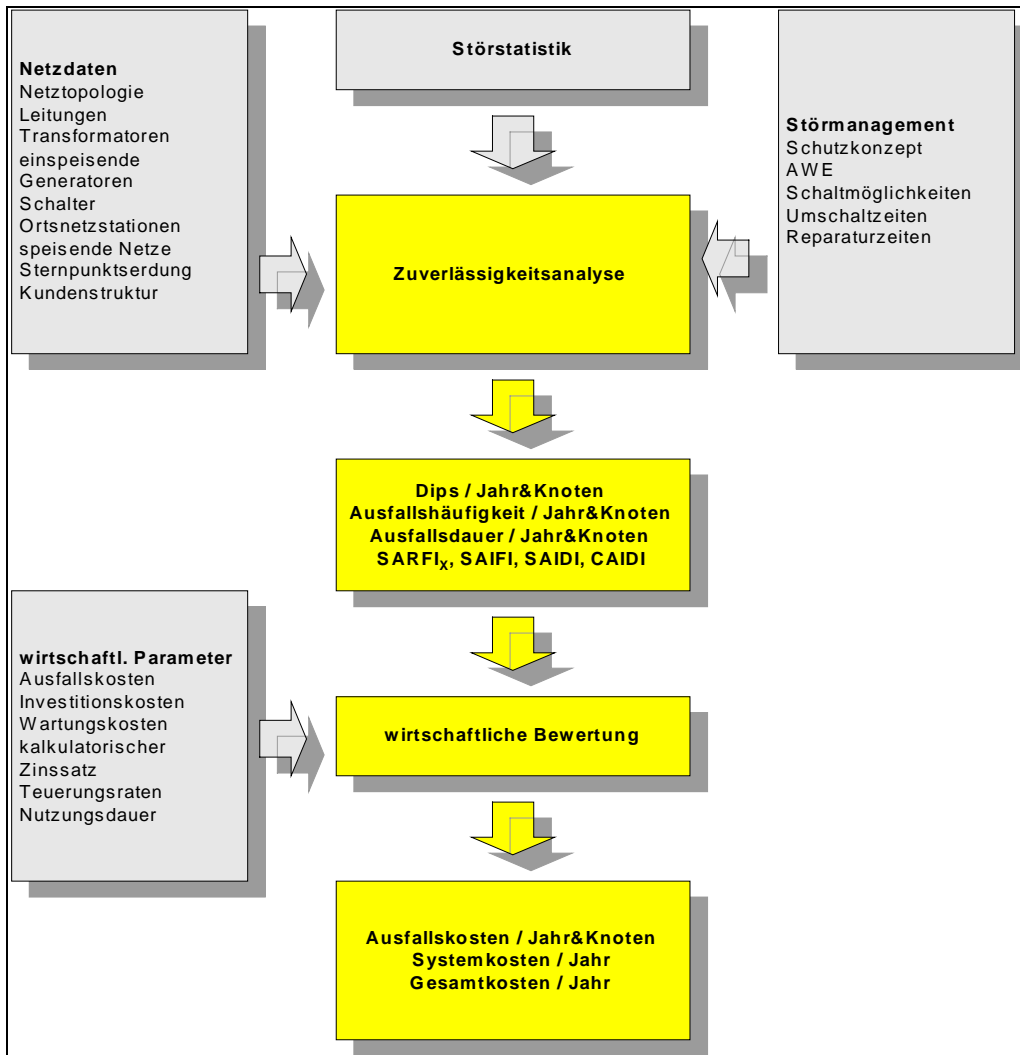


Abbildung 2 Prinzipieller Berechnungsablauf für die Ausfallkosten pro Jahr und Knoten

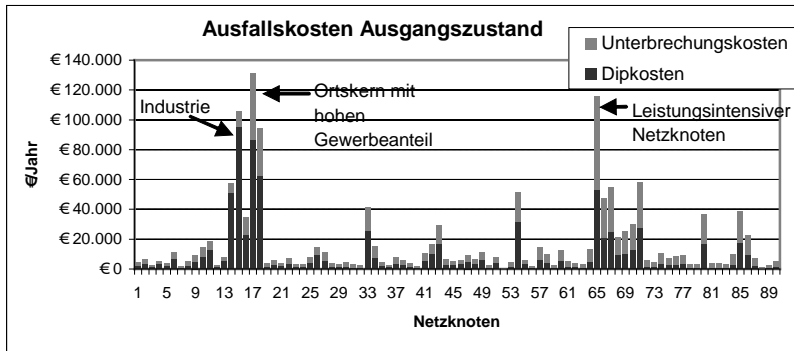


Abbildung 3 Jährliche Ausfallkosten im Ausgangszustand (Szenario 0) unterteilt in Unterbrechungs- und Dipkosten

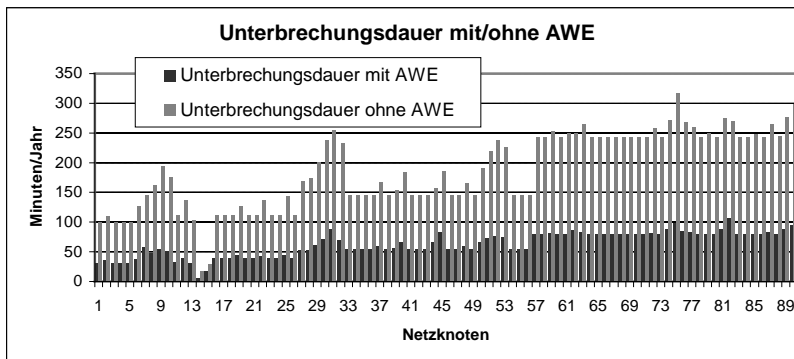


Abbildung 4 Kumulierte jährliche Unterbrechungsdauer, Vergleich für den Ausgangszustand (Szenario 0) und AWE-Einbau (Szenario 1)

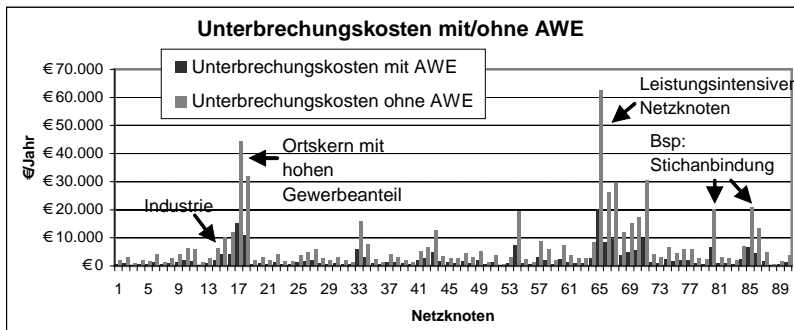


Abbildung 5 Unterbrechungskosten pro Jahr Vergleich für den Ausgangszustand (Szenario 0) und AWE-Einbau (Szenario 1)

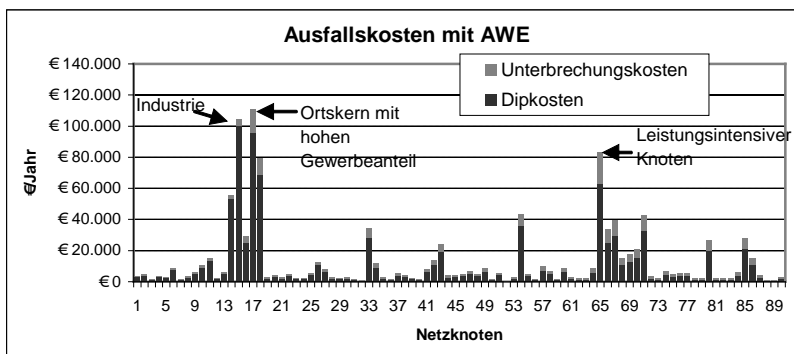


Abbildung 6 Jährliche Ausfallkosten mit Einsatz von AWE (Szenario 1), Vergleich von Unterbrechungs- und Dipkosten

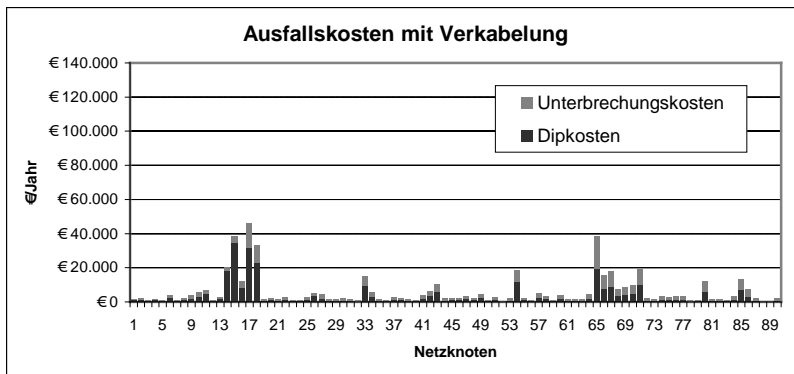


Abbildung 7 Jährliche Ausfallkosten bei Vollverkabelung (Szenario 2), Vergleich von Unterbrechungs- und Dipkosten

Kundengruppe	spez. Dipkosten €/kW	spez. Unterbrechungskosten €/kWh
Haushalt	0,29	2,94
Landwirtschaft	0,35	3,50
Gewerbe	2,47	9,97
Industrie	5,49	9,72

Tabelle 1 Ermittelte Werte der Kundenausfallkosten abhängig von der Kundengruppe

Zuverlässigkeitskennwerte	Beschreibung
pro Jahr und Netzknoten	
Anzahl d. Dips H_{D70}	Anzahl der Spannungseinbrüche mit Restspannung < 70% sowie der kurzen Versorgungsunterbrechungen im Zuge der AWE Dauer
Ausfallshäufigkeit H	Anzahl der Versorgungsunterbrechung mit einer Dauer > 3min
Unterbrechungsdauer T	Ausfallshäufigkeit x mittleren Dauer einer Versorgungsunterbrechung (= Nichtverfügbarkeit)

Tabelle 2 Beschreibung der verwendeten Zuverlässigkeitskenngrößen

SARFI ₇₀ (system average RMS variation frequency)	SAIFI (system average interruption frequency index)	SAIDI (system average interruption duration index)	CAIDI (customer average interruption duration index)
$\frac{\sum_j N_{70,j}}{N_S}$	$\frac{\sum_j N_j}{N_S}$	$\frac{\sum_j N_j \times t_j}{N_S}$	$\frac{SAIDI}{SAIFI}$
j t _j N _{70,j} N _j N _S	Zählindex der Störung Dauer der Störung j Anzahl der Kunden, die infolge der Störung j von einem Spannungseinbruch mit einer Restspannung unter 70 % betroffen sind Anzahl der Kunden, die infolge der Störung j von einer Spannungsunterbrechung betroffen sind Gesamtanzahl der Kunden im betrachteten System		

Tabelle 3 Definition der systembezogenen Zuverlässigkeitskennwerte

ABGANG A	Ausfallkosten Dip-/Unterbr.kosten	Änderung der Systemkosten	Gesamtkosten	Änderung der Gesamtkosten
	€/a	€/a	€/a	€/a
Szenario 0	1.457.590 813.740 / 643.850		1.457.590	
Szenario 1	1.126.810 910.930 / 215.880	28	1.126.838	-330.752
Szenario 2	511.160 297.610 / 213.550	169.380	680.540	-777.050

Tabelle 4 Gegenüberstellung der einzelnen Maßnahmen und deren Auswirkungen auf die Ausfalls-, System- und Gesamtkosten

ABGANG A	SARFI ₇₀	SAIFI	SAIDI	CAIDI
	1/a	1/a	min/a	min/Ausfall
Szenario 0	22,17	3,94	172	44
Szenario 1	24,97	1,29	58	45
Szenario 2	8,12	1,22	59	48

Tabelle 5 Systembezogenen Kennwerte der einzelnen Maßnahmen