

Steigender Kostendruck macht Netzbetreibern zu schaffen

Technisch und wirtschaftlich optimierte Netzbewertung mit Assetmanagementsoftware

Seit der Liberalisierung des Energiesektors und der Einführung der Anreizregulierung ist der Kostendruck auf die Netzbetreiber enorm gestiegen. Netzbetreiber müssen sich widersprechenden Zielen gerecht werden: die Kosten senken und eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten. Der Aufsatz zeigt anhand eines fiktiven Mittelspannungsnetzes die Vorteile einer Assetmanagementsoftware auf.

In der Vergangenheit lag der Fokus der Netzbetreiber nahezu ausschließlich auf technischen Netzaspekten. Die neue Energiewelt fordert allerdings eine Verschiebung des Fokus von der rein technischen Sicht auf eine technische und wirtschaftliche Sicht des Netzbetriebs. Das macht den Einsatz von Assetmanagementsoftware unentbehrlich. Anhand eines fiktiven Mittelspannungsnetzes zeigt der Aufsatz die Vorteile einer Assetmanagementsoftware. Hierzu wird zu Beginn ein Instandhaltungsplan mit einer Wichtigkeits- und Zustandsbewertung erstellt. Ferner werden Langzeitsimulationen durchgeführt. Des Weiteren wird der Mehrwert einer Sensitivitätsanalyse anhand einer Erhöhung beziehungsweise Reduktion der maximalen Betriebsmittellebensdauer sowie der Ersatzrate aufgezeigt, indem

der Einfluss dieser Maßnahmen auf betriebswirtschaftliche Kenngrößen, wie Capex und Opex, veranschaulicht wird. In einem letzten Schritt werden die Möglichkeiten einer Risikoabschätzung für das Netz aufgezeigt.

Grundlagen und Funktionsübersicht von Simulationsprogrammen

Daten jeglicher Art bilden die Grundlage für die Umsetzung von Assetmanagementaufgaben. Hierbei muss eine große Menge an Daten erfasst werden, die allerdings in unterschiedlichen Programmen und Datenbanken gespeichert sind und verarbeitet werden. Im Idealfall sind die Programme und Datenbanken miteinander vernetzt. Dies wird als Datensystemlandschaft bezeichnet [1]. Unabhängig von ihrem Erfassungsort lassen sich die

Daten in die folgenden drei Bereiche untergliedern:

- Bestandsdokumentation
- Aufwands- und Bewertungsdaten
- Prozess- und Steuerungsdaten.

Der Umfang der Datenmodelle hat eine große wirtschaftliche Bedeutung, da jeder im Modell als notwendig definierte Datenpunkt bei jedem Zugriff, wie bei der Erfassung oder Datenpflege, einen finanziellen Aufwand zur Folge hat. Ein solches Data-Mining ist somit nicht zielführend. Vielmehr ist es eine grundlegende Aufgabe des Anlagenmanagements für die vorgegebenen Ziele und Strategien die notwendigen Datenpunkte zu definieren und mit einer Kosten-Nutzen-Abschätzung die entsprechenden Datenmodelle aufzubauen. Bild 1 zeigt die Zusammenhänge dieses Prozesses.

Ein weiterer wichtiger Teil der Systemlandschaft des Anlagenmanagements sind die Werkzeuge zur digitalen Berechnung der Infrastruktur. Ziel ist es hierbei, die Leistungsfähigkeit des Systems zu verifizieren, Engpässe zu ermitteln sowie Zielstrukturen für Wachstum beziehungsweise Veränderungen festzulegen.

Bei diesen Werkzeugen handelt es sich um eine digitalisierbare mathematische Sicht auf das Infrastruktursystem. Bei der Nachbildung des Netzes werden die Verbindungen durch folgende elektrische Kenngrößen charakterisiert:

- elektrische Impedanz
- Leistungsfähigkeit zum normalen Leistungstransport
- Kurzschlussfestigkeit im Fehlerfall.

Diese Netzberechnungswerkzeuge bilden mit charakteristischen Werten der

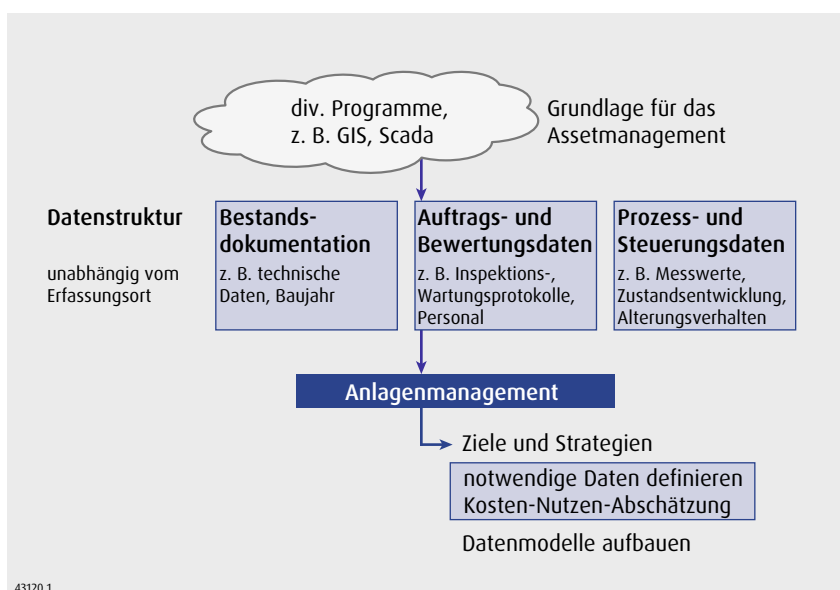


Bild 1. Datenerfassung im Assetmanagement

Betriebsmittel das mathematische Abbild des Netzes, das im Anschluss Grundlage für alle mathematischen Analysen und Betriebsvorgänge ist.

Bild 2 zeigt einen Überblick über die Netzberechnungswerkzeuge, wobei auf der linken Seite die klassischen Standardberechnungsprogramme zu sehen sind und auf der rechten Seite die Werkzeuge zur Assetnachbildung, die in den vergangenen Jahren immer wichtiger geworden ist. Aus diesem Grund liegt im Folgenden der Fokus auf diesen Werkzeugen.

Um ein strategisches und operatives Assetmanagement betreiben zu können, müssen die zuvor identifizierten Daten und Informationen in die Assetmanagementsoftware übertragen werden. Hierbei handelt es sich um ein State-of-the-Art-Client/Server- und browserbasiertes Softwaretool. Die Datenerfassung geschieht mit flexiblem Data Warehousing, das zahlreiche Importmöglichkeiten hat (Bild 3, oberer Bereich). Ferner ist die Integration von Onlinekarten möglich, um so, zusätzlich zum Zustand und der Wichtigkeit der Betriebsmittel, auch die örtliche Lage in die Auswertungen mit einfließen zu lassen. Bild 3 zeigt die Aufgabenverteilung der Softwaresysteme, von der Datenerfassung bis zur Übertragung in die Assetmanagementsoftware.

Bild 4 zeigt die Softwarearchitektur. Die Software ist auf einem SQL-Server oder in der Cloud beziehungsweise im Intranet installiert. Über einen Anwendungsserver greifen die Nutzer auf die Software zu, so dass mehrere Nutzer zeitgleich ein Projekt bearbeiten können. Die Berechnungen können auf dem Server oder lokal auf dem Rechner geschehen. Gleiches gilt für die Datenspeicherung.

Instandhaltungsplanung und Assetsimulation

Hauptaufgaben einer Assetmanagementsoftware sind die Aufstellung eines Instandhaltungsplans und die Langzeitplanung mit einer Assetsimulation. Bild 5 zeigt die Funktionsübersicht der Software. Die Daten werden in das Modul übertragen. Im Anschluss wird mit einer Zustands- und Wichtigkeitsbewertung der Betriebsmittel ein Instandhaltungsplan erstellt und eine Ersatz- und Wartungsstrategie abgeleitet. Hierbei kann eine zeitbasierte beziehungsweise planmäßige Instandhaltung, eine zustandsorientierte Instandhaltung oder eine zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung (RCM) durchgeführt werden (roter Strang in Bild 5).

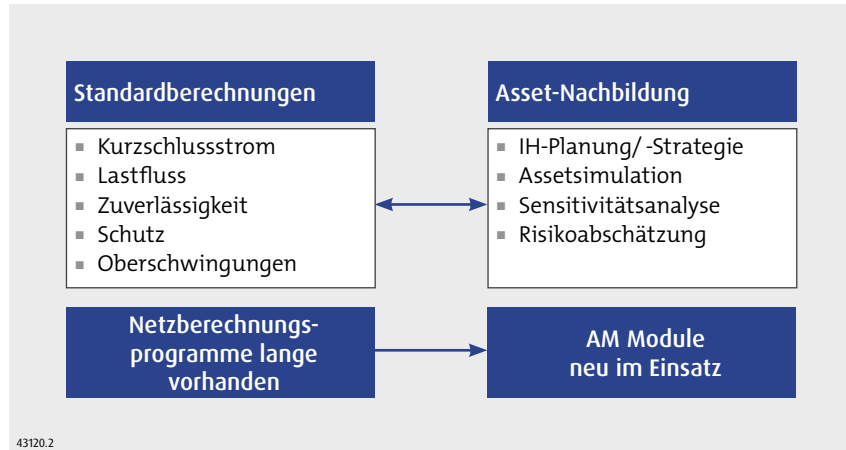


Bild 2. Netzberechnungswerkzeuge

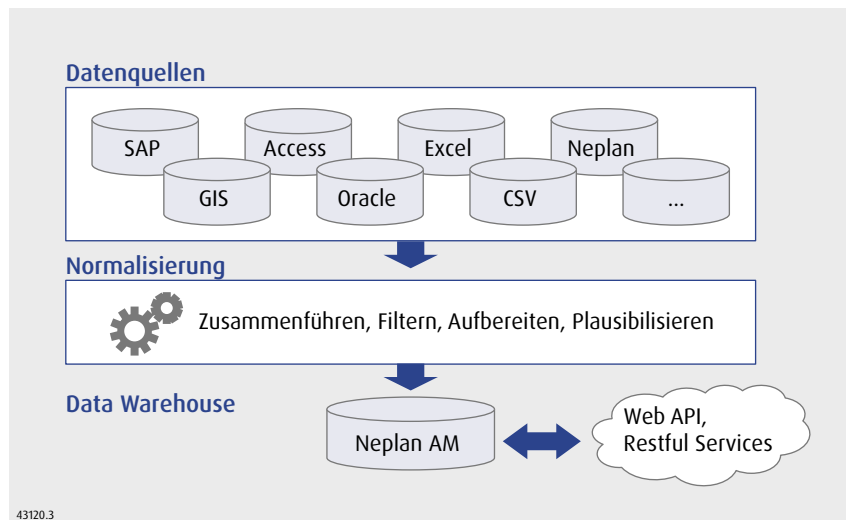


Bild 3. Aufgabenverteilung der Softwaresysteme

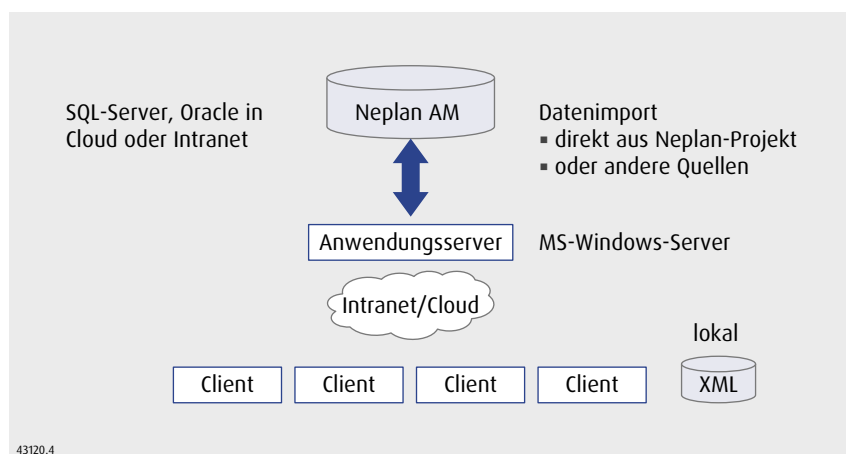


Bild 4. Softwarearchitektur

An dieser Stelle wird nicht auf die einzelnen Instandhaltungsstrategien sowie auf die Herangehensweise zur Durchführung der Zustands- und Wichtigkeitsbewertung eingegangen. Diese Informationen können [1] und [2] entnommen werden.

Der blaue Strang in Bild 5 ist der Bereich der Assetsimulation und der Prognose. Mit der Assetsimulation kann der Anwender seinen Investitionsplan aufstellen sowie eine Budgetplanung für einen beliebig langen Zeitraum durchführen.

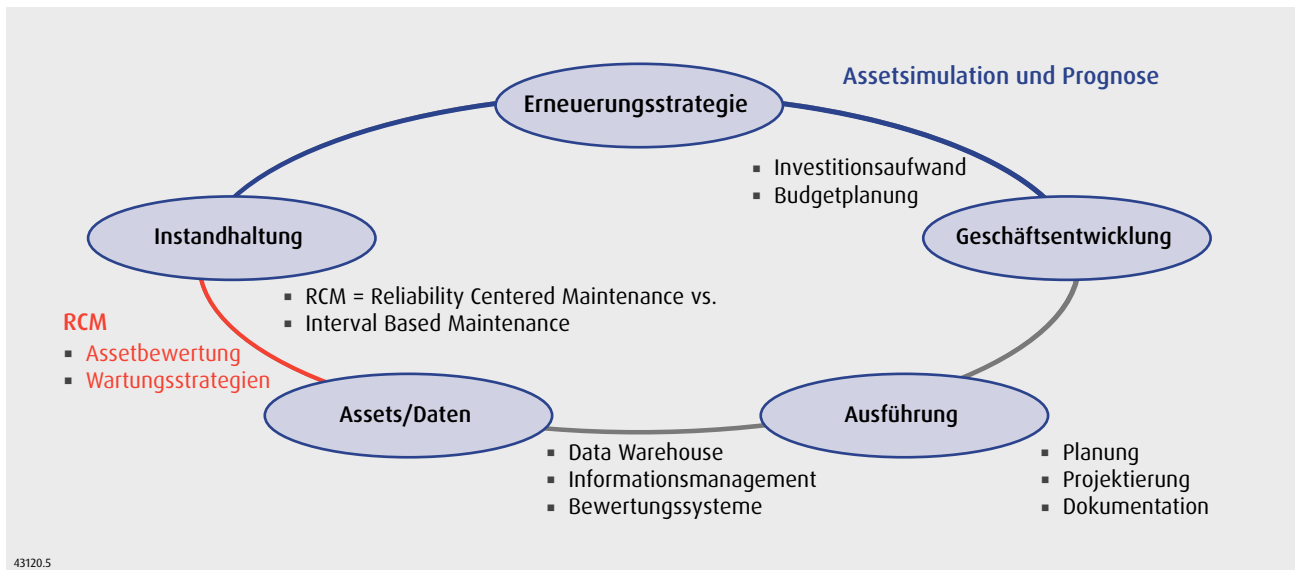


Bild 5. Funktionsübersicht der Assetmanagementsoftware

Aus der abgeleiteten Strategie geschieht die Geschäftsentwicklung unter Zugrundelegung der durch die Assetsimulation durchgeführten Erfolgsrechnung und Bilanzerstellung. Des Weiteren können unter Berücksichtigung der Vorgaben des Regulators die Ergebnisse als Diskussionsgrundlage gegenüber der Bundesnetzagentur dienen. In einem letzten Schritt gilt es, die aus der Simulation gewonnenen Kenntnisse tatsächlich umzusetzen.

RCM-Analyse

Die RCM-Analyse sowie einige Ergebnisse der Assetsimulation werden im Folgenden anhand eines fiktiven Mittelspannungsnetzes beschrieben. Das Mittelspannungsnetz umfasst folgende Betriebsmittel:

- 1 739 Stationen (jede Station hat ein bis drei Felder)
- 111 Transformatoren
- 203 Leistungsschalter
- 337 Trennschalter
- 1 756 Kabelabschnitte.

Bild 6 zeigt das Zustands-Wichtigkeits-Diagramm aller Stationen. Auf der linken Seite kann die Struktur des Netzes in beliebig vielen Hierarchieebenen nachgebildet werden. In der Mitte sind die Ergebnisse der RCM-Analyse dargestellt und das rechte Bild zeigt die örtliche Lage der Stationen auf einer Karte. Der Zustand der Stationen und Betriebsmittel wurde anhand eines Kriterienkatalogs bestimmt und so ein Wert zwischen 0 und 100 für jedes Betriebsmittel ermittelt. Hierbei

stellt 0 einen sehr guten und 100 einen kritischen Zustand dar. Der Zustand der Station leitet sich zum einen aus der Bewertung der gesamten Station und zum anderen aus der Bewertung der Betriebsmittel innerhalb dieser Station ab. Diese Komponenten werden gewichtet und haben somit einen Anteil an dem Gesamtzustand der Station.

Die Wichtigkeit ergibt sich aus dem Beitrag der nicht zeitgerecht gelieferten Energie, den jedes Betriebsmittel verursacht. Der Wert der Wichtigkeit liegt ebenfalls zwischen 0 und 100, wobei 0 eine sehr geringe und 100 eine sehr hohe Wichtigkeit widerspiegelt.

Bild 6 zeigt eine farbliche Unterscheidung der Betriebsmittel hinsichtlich des Hand-



Bild 6. Zustands-Wichtigkeits-Diagramm der Stationen

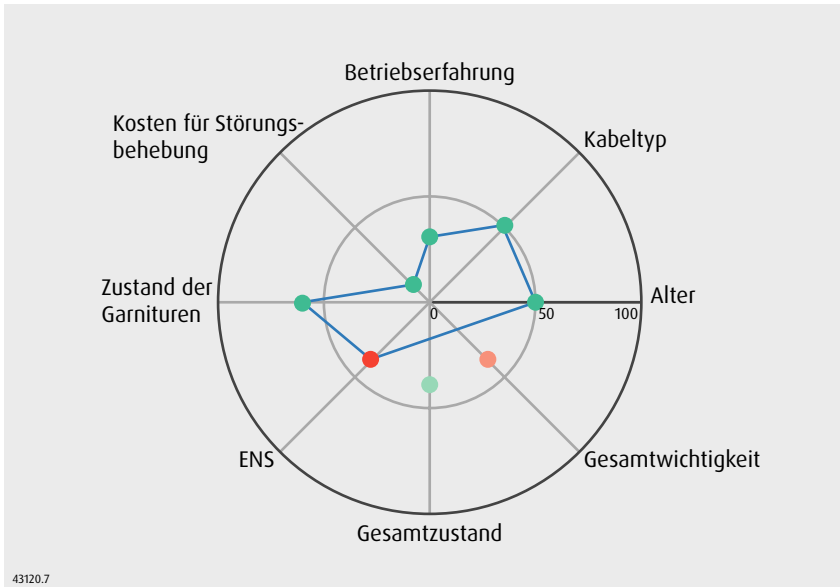


Bild 7. Zusammensetzung der Zustands- und Wichtigkeitswerte eines Kabelabschnitts

lungsbedarfs. Rot gekennzeichnet sind die kritischen Betriebsmittel, da diese sowohl eine hohe Wichtigkeit als auch einen schlechten Zustand aufweisen. Die grün eingefärbten Betriebsmittel haben das beste Verhältnis aus Zustand und Wichtigkeit und die gelb eingefärbten bewegen sich im Mittelfeld.

In der Karte in Bild 6 rechts sind die Stationen nach ihrer örtlichen Lage eingetragen. Die Stationen sind nach dem Beitrag an nicht zeitgerecht gelieferter Energie eingefärbt, wobei die rot markierten Stationen einen hohen Energieverlust zur Folge haben und die grün gekennzeichneten einen geringen. Ebenso ist eine Einfärbung nach folgenden Kriterien sinnvoll:

- Zustand
- Wichtigkeit
- Distanz (Berücksichtigung von Zustand und Wichtigkeit)
- Alter.

Unter Berücksichtigung der beschriebenen Analysemittel kann ein optimaler Instandhaltungsplan für die Stationen in Abhängigkeit des zur Verfügung stehenden Budgets entwickelt werden.

Bild 7 zeigt die Zusammensetzung der untersuchten Zustands- und Wichtigkeitskriterien sowie daraus resultierend den Gesamtzustand und die Gesamtwichtigkeit eines Kabelabschnitts. Aus Bild 7 ist detailliert zu erkennen,

aus welchen Komponenten der Zustand sich zusammensetzt. Der Wert der Wichtigkeit ergibt sich, wie zuvor beschrieben, aus dem Wert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie (ENS), ermittelt aus der Zuverlässigkeitsberechnung des Netzes.

Bild 8 zeigt den Verlauf der Capex (Investitionskosten) und Opex (Betriebskosten) für zwei verschiedene Budgetszenarien über einen Zeitraum von 1950 bis 2050. Hierbei wird bei dem Szenario hohes Budget eine maximale Investitionsobergrenze von 6 Mio. € und 3 Mio. € bei dem Szenario niedriges Budget angesetzt. Sollte der Investitionsbedarf das Budget überschreiten, werden die nicht getätig-

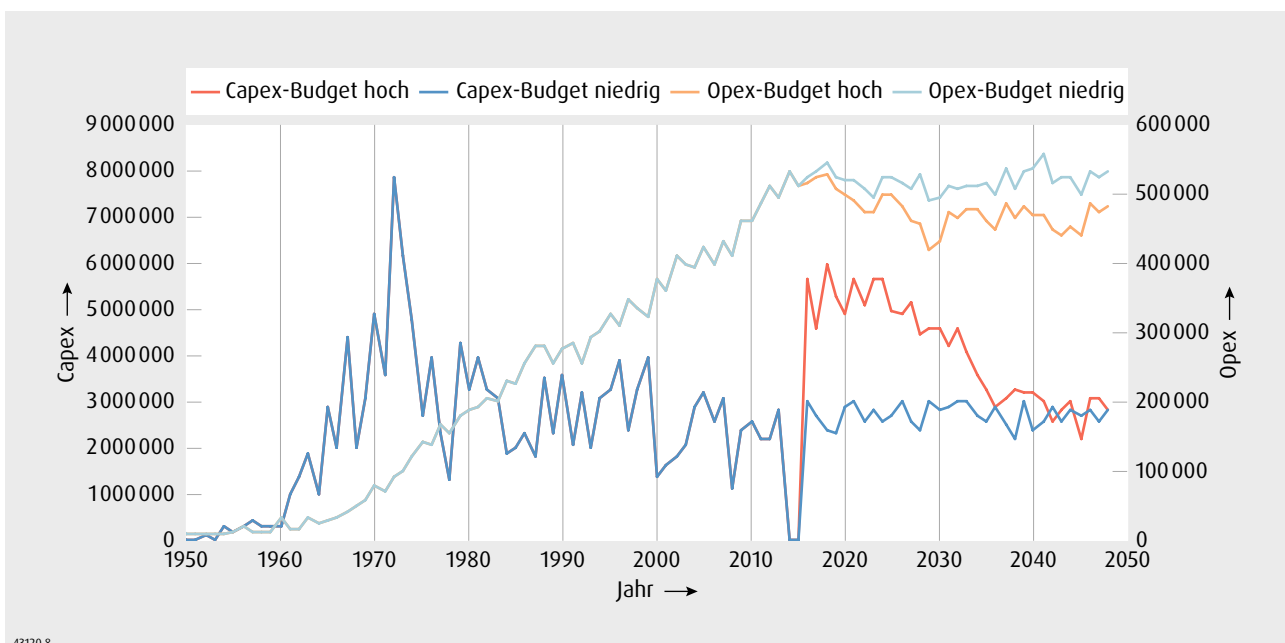


Bild 8. Assetsimulation zur Bestimmung von Capex und Opex für zwei Budgetszenarien

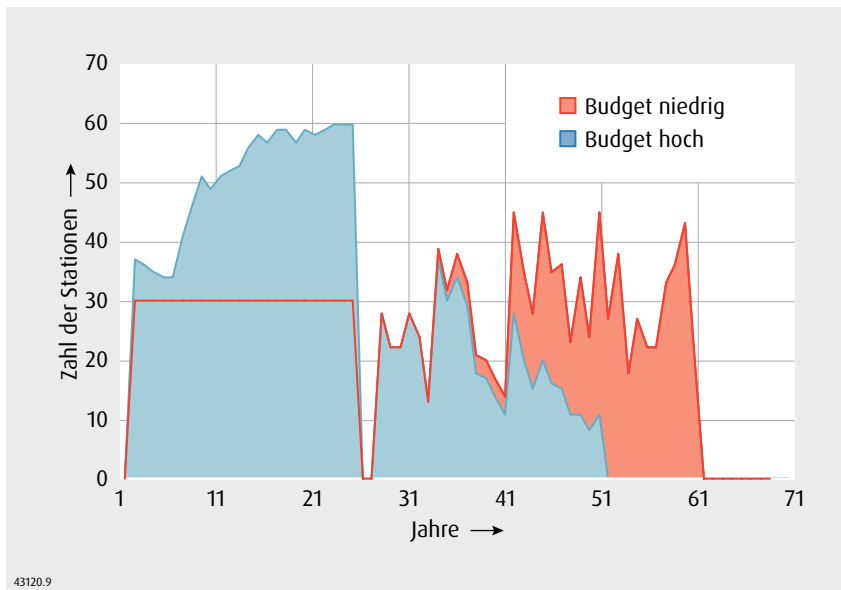


Bild 9. Altershistogramm der Stationen im Jahr 2040

ten Investitionen in die Folgejahre verschoben.

Ferner wird angenommen, dass im Falle eines Ersatzes die gesamte Station ersetzt wird – und nicht lediglich einzelne Betriebsmittel innerhalb dieser Station. Die Lebenserwartung der Stationen wird mit 50 Jahren angenommen, mit einer normalverteilten Streuung um diesen Wert. Die Fehlerrate wurde bei den Berechnungen in zwei Bereiche unterteilt: einen geringeren vor Erreichen der Lebenserwartung und einen erhöhten, wenn die Station älter als 50 Jahre ist. Die Kosten der nicht geplanten Instandhaltungsmaßnahmen ergeben sich aus dieser Fehlerrate und den daraus resul-

tierenden Fehlerbeseitigungskosten. Die Investitionskosten für den Ersatz einer Station betragen 10 000 €. Die geplanten Instandhaltungsmaßnahmen werden in drei Bereiche untergliedert:

- Inspektion: jährlich
- Wartung: alle 7 Jahre
- Revision: alle 15 Jahre.

Bild 8 zeigt einen Investitionsspeak in den siebziger Jahren. Die in dieser Zeit neu gebauten Stationen haben ab dem Jahr 2020 ihre maximale Lebensdauer erreicht, so dass im Szenario hohes Budget die Capex steigen und nach den Reinvestitionen ab 2030 wieder auf ein niedrigeres Niveau sinken. Im Szenario

niedriges Budget schwankt der Wert um die maximale Investitionsgrenze. Es dauert allerdings deutlich länger, bis alle Stationen ersetzt sind, so dass der Wert bis zum Jahr 2050 auf dem höchsten Niveau bleibt. Dies ist ebenfalls aus dem Altershistogramm für das Jahr 2040 ersichtlich (Bild 9). Im Jahr 2040 ist unter Zugrundelegung eines hohen Investitionsbudgets das Alter jener Stationen, die ihr maximales Alter erreicht haben, sehr gering und die Zahl neuer Stationen sehr hoch.

Im Gegensatz hierzu ist bei dem Ansatz einer niedrigen Investitionsobergrenze das durchschnittliche Alter der Betriebsmittel sehr hoch. Es ist zu erkennen, dass in den vergangenen 25 Jahren jedes Jahr

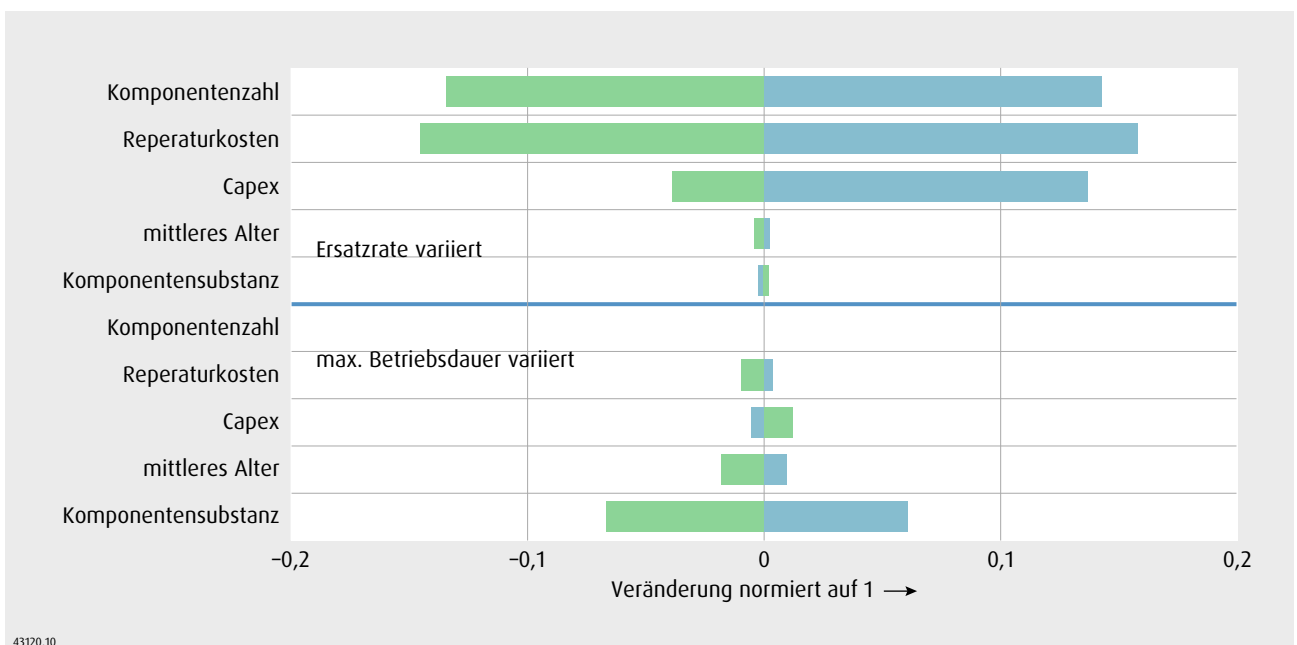


Bild 10. Sensitivitätsanalyse für die Ersatzrate und maximale Betriebsdauer

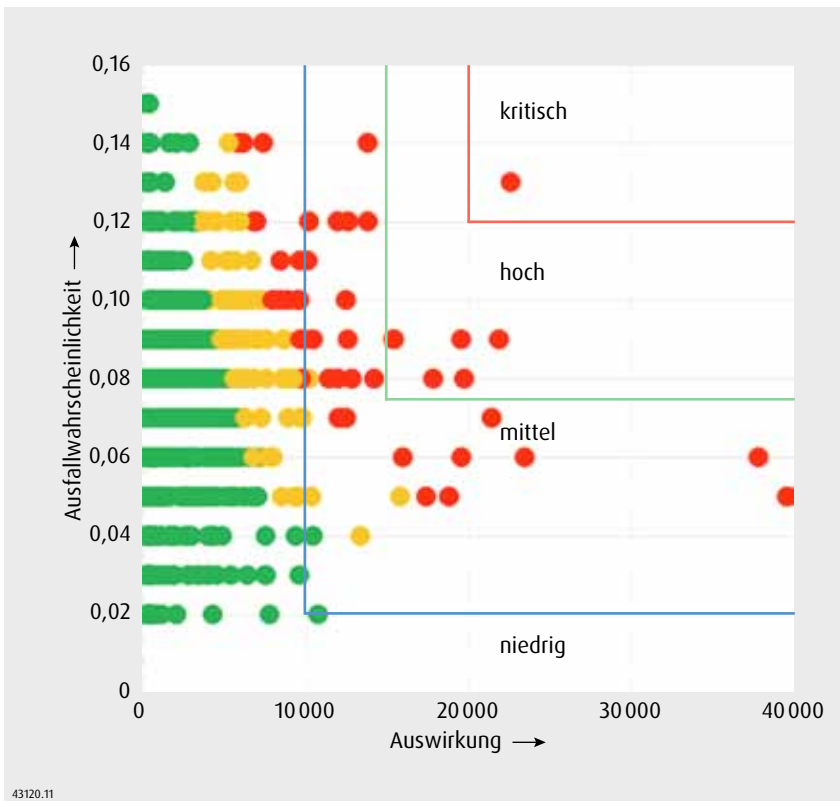


Bild 11. Risikobewertung der MS-Stationen

die maximal zulässigen Investitionen getätigt wurden. Dies hat jedoch nicht ausgereicht, um alle notwendigen Investitionen zu tätigen, da viele Stationen älter als 50 Jahre sind und somit eine Überalterung der Stationen droht.

Bild 8 zeigt auch den Verlauf der Betriebskosten. Zu Beginn der Simulationszeit sind diese sehr gering, da die Zahl der berücksichtigten Betriebsmittel ebenfalls gering ist. Nach 2016 ist die Zahl der Stationen konstant, da jede Station im Bedarfsfall ersetzt wird, allerdings keine Netzerweiterungen berücksichtigt werden. Ab 2016 ist ersichtlich, dass eine maximale Investitionsobergrenze ebenfalls einen deutlichen Einfluss auf die Betriebskosten hat. Bei einem geringen Budget sind die Betriebskosten im Vergleich zu einem höheren Investitionsbudget deutlich erhöht, da die Betriebsmittel alt und fehleranfälliger sind und somit höhere ungeplante Instandhaltungskosten verursachen.

Sensitivitätsanalyse und Risikobewertung

Die Sensitivitätsanalyse ist eine auf die Wirtschaftswissenschaften zurückgehende Methodik, mit der bewertet werden kann, wie empfindlich Kennzahlen auf kleine Änderungen von Eingangsparametern

reagieren. Die Sensitivitätsanalyse wurde beispielhaft für die Ersatzrate und die maximale Betriebsdauer durchgeführt. Die Parametervariation beträgt $\pm 10\%$. Das Bild 10 zeigt die Ergebnisse als Mittelwerte über die gesamte Simulationsdauer, wobei der blaue Balken den Einfluss einer Erhöhung und der grüne Balken den Einfluss einer Reduktion um 10 % darstellt. Die Variation der Ersatzrate hat einen überdurchschnittlichen Einfluss auf Komponentenzahl und Reparaturkosten, da die Ersatzrate jährlich reduziert beziehungsweise erhöht wird. Der Einfluss auf die Investitionskosten ist bei einer Erhöhung der Ersatzrate deutlich größer als bei einer Reduktion. Der Einfluss auf das mittlere Alter und die Komponentensubstanz hingegen ist gering.

Bei Variation der maximalen Betriebsdauer ist der Einfluss auf die Komponentensubstanz am größten, da der Zustand neuerer Stationen besser ist im Vergleich zu Stationen, die ihre maximale Lebensdauer bereits überschritten haben.

Das Risiko ist die Multiplikation der Störungswahrscheinlichkeit mit der daraus resultierenden Konsequenz im Falle einer Betriebsmittelstörung oder einer Versorgungsunterbrechung.

Die Bewertung der einzelnen Störungen mit einem Punktesystem führt zu

einer risikoabhängigen Reihenfolge, in der eine Instandhaltungsmaßnahme durchgeführt werden sollte. Hierbei ist es sinnvoll, eine Zweiachsendarstellung zu verwenden, in der die Störungswahrscheinlichkeit über die dazugehörige Wahrscheinlichkeit aufgetragen wird. Bild 11 zeigt das Risikodiagramm der Stationen, untergliedert in vier Risikoklassen. Mit dieser Auswertung kann ein Plan erstellt werden, in welcher Reihenfolge welche Maßnahmen zu ergreifen sind, beginnend von rechts oben nach links unten. Die Schadensauswirkung ergibt sich aus der monetären Bewertung des Wertes der nicht zeitgerecht gelieferten Energie.

Literatur

- [1] Balzer, G.; Schorn, Ch.: Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser. Springer Verlag, Heidelberg/Berlin, 2. Auflage, 2014.
- [2] Asgarieh, L.: Entwicklung von Alterungsmodellen zur Durchführung von Asset Simulationen. Shaker Verlag, Aachen, 2011.



Dr. **Leyla Asgarieh**,
Principal Consultant,
Power Consulting,
ABB AG, Mannheim



Dipl.-Ing. **Manfred Mathis**,
Principal Consultant,
Power Consulting,
ABB AG, Mannheim



Dipl.-Ing. **Giatgen Cott**,
Geschäftsführer,
Neplan AG,
Küsnacht/Schweiz



Dipl. Wirt. Ing. **Viktor Tomm**,
Entwicklungsingenieur,
Neplan AG,
Küsnacht/Schweiz

>> leyla.asgarieh@de.abb.com
manfred.mathis@de.abb.com
giatgen.cott@neplan.ch
viktor.tomm@neplan.ch

>> www.abb.com
www.neplan.ch



ABB AG
Energietechnik
Postfach 10 03 51
68128 Mannheim, Deutschland

www.abb.de/pt

Hinweis:

Technische Änderungen der Produkte sowie Änderungen im Inhalt dieses Dokuments behalten wir uns jederzeit ohne Vorankündigung vor. Bei Bestellungen sind die jeweils vereinbarten Beschaffenheiten maßgebend. Die ABB AG übernimmt keinerlei Verantwortung für eventuelle Fehler oder Unvollständigkeiten in diesem Dokument.

Wir behalten uns alle Rechte an diesem Dokument und den darin enthaltenen Gegenständen und Abbildungen vor. Vervielfältigung, Bekanntgabe an Dritte oder Verwertung seines Inhaltes – auch von Teilen – ist ohne vorherige schriftliche Zustimmung durch die ABB AG verboten.

Copyright© 2016 ABB
Alle Rechte vorbehalten