

Neue Anforderungen für EVU

Smart Grid benötigt ausgewogenes Assetmanagement

Seit Jahren ist vom Durchbruch des Smart Grids die Rede, doch die Begeisterung auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen hält sich immer noch in Grenzen. Die Berichterstattung konzentriert sich auf Smart Meter, mit denen die Vorteile für den Endverbraucher in den Vordergrund gestellt werden. Die Umsetzungsschwierigkeiten bei den EVU geraten da leicht aus dem Blick. Doch Smart Grid, das intelligente Netz, ist keine Einbahnstraße, sondern auch auf Seiten der EVU an eine Vielzahl technischer Voraussetzungen gebunden. Ansonsten bleibt es ein »Dumb Grid«.

Angesichts der Dezentralisierung der Energieversorgung haben Energieversorgungsunternehmen (EVU) bereits mit einer Vielzahl an Aufgaben zu kämpfen. Hierzu gehören u. a. ungleichmäßige Belastungen für die ohnehin alten Transformatorenflotten und Investitionen in erneuerbare Energien. Doch selbst wenn ein Smart Grid angestrebt wird, stoßen Projektmanager auf Hindernisse, die nicht einmal technisch bedingt sind. Die Anbieter, die sich vom Smart Grid Milliarden Gewinne versprechen, kommen aus der IT- und Telekommunikationstechnologie, wie IBM und Cisco. Sie kennen die Bedürfnisse der Branche nicht, die Zusammenarbeit ist schwieriger bzw. die Lösungen sind nicht so passgenau wie gewünscht. Für die EVU ist vor allem eine Frage wichtig: Wie lösen wir die Herausforderungen, die Smart Grid mit sich bringt, nachhaltig und effizient? Das betrifft vor allem das Assetmanagement.

Effizientes Assetmanagement und Smart Grid sinnvoll verbinden

Da Transformatoren durch Smart Grid noch ungleichmäßiger belastet werden und ausgewählter zum Einsatz kommen, verschärfen sich die Anforderungen an das Assetmanagement. Die seit langem favorisierte zustandsbasierte Instandhaltung wird angesichts der dezentralen Einspeisung und der Verschärfung der wechselnden Belastung durch Smart Grid noch wichtiger.

Doch zustandsbasierte Instandhaltung kann sehr unterschiedlich aussehen. Die meist einmal im Jahr vorgenommene physische Gas-

in-Öl-Analyse gewährleistet eine zustandsbasierte Instandhaltung. Doch mit Smart Grid geraten nun Stundeneinheiten und nicht mehr nur Jahreseinheiten in den Blick.

Um ein ausgewogenes Assetmanagement als Voraussetzung für ein langfristig sinnvolles Smart Grid aufsetzen zu können, müssen die Risikoprofile der Bestandteile des Netzes bekannt sein. Das muss z. B. mit neuen Onlinemonitoringlösungen gewährleistet werden, die in kürzeren Abständen als bisher durch die Gas-in-Öl-Analyse die Belastung eines Transformators erkennen und ihn somit als geeignet oder nicht geeignet für die im Smart Grid anfallenden Aufgaben anzeigen können. Ein kurzfristig sinnvoller Einsatz eines Transformators aus Sicht des Smart Grids kann langfristig ein ineffizienter Einsatz aus Sicht des Assetmanagements sein.

Damit Smart Grid kein Gegensatz zu einem geeigneten Risiko- und Portfoliomanagement ist, sondern damit Hand in Hand geht, beleuchtet ein Business case die Auswirkungen einer Onlinemonitoringlösung auf das Assetmanagement von Transformatoren. Der Business case wurde für einen europäischen Energieversorger erstellt, der verlässlich quantifizierte Angaben zu Kosten, Nutzen und Risiken der Investitionen in Smart Grid wünschte. Der vorliegende Aufsatz stellt den Teil der Bewertung dar, der die Möglichkeiten des Onlinemonitorings der Transformatorenflotte beleuchtet.

Business case zur Onlinemonitoringlösung soll unnötige Kosten vermeiden helfen

Dazu wurde eine Auswahl von 150 Transformatoren getroffen, die für die Einführung des Smart Grids besonders wichtig sind und von denen viele aufgrund ihres Alters ein besonders kritisches Risikoprofil aufweisen. Der Business case sollte die Frage beantworten, wie der Cashflow mit der bisherigen Instandhaltungsstrategie im Vergleich zum Cashflow mit einer neuen Onlinemonitoringlösung aussehen würde. Die Onlinemonitoringlösung soll die traditionelle Gas-in-Öl-Analyse ergänzen, die i. d. R. einmal im Jahr – bei den risikoreicheren Transformatoren jedes halbe Jahr – durch-



Johannes Ritter, Partner, Solution Matrix, Frankfurt am Main.

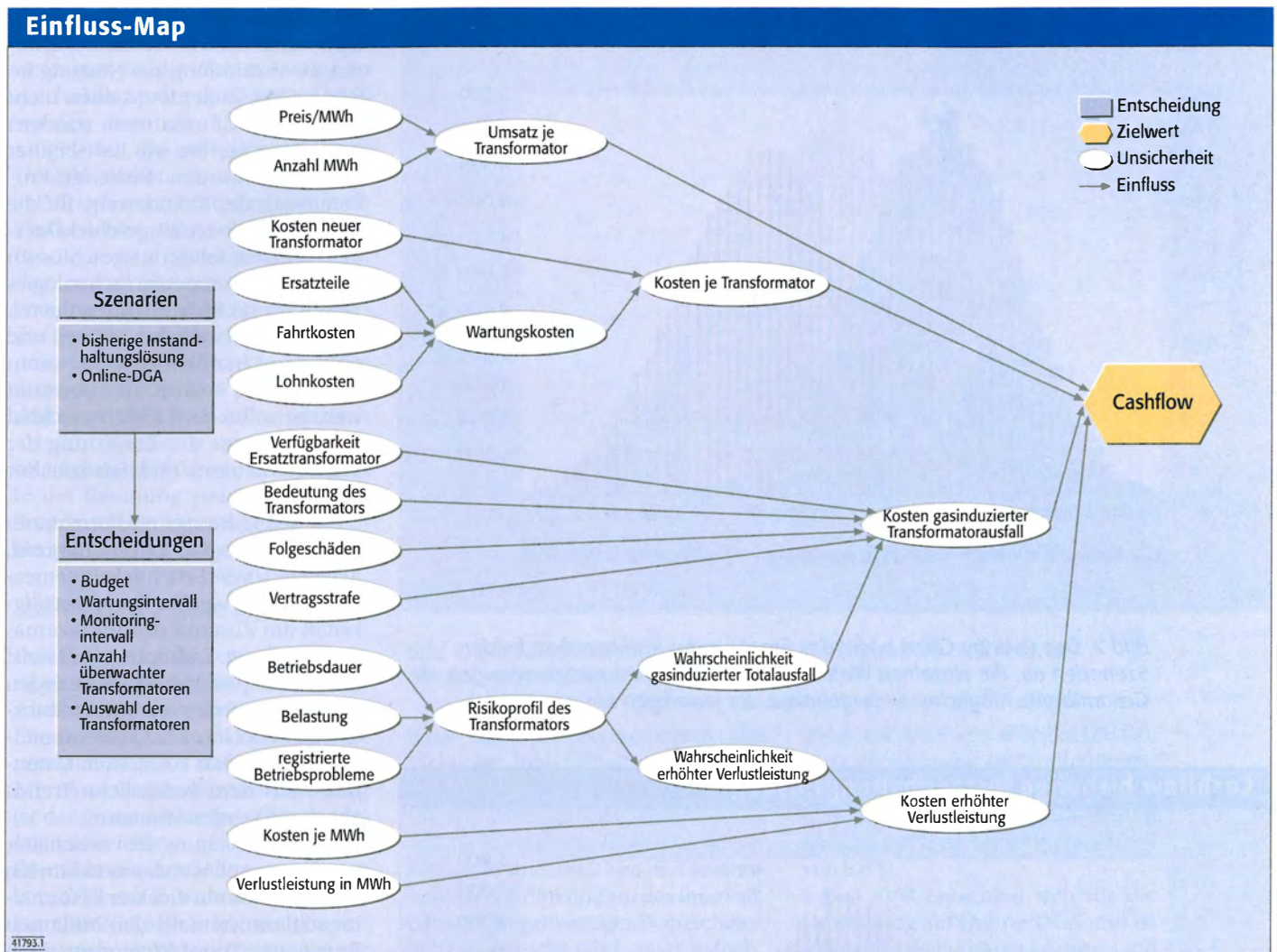


Bild 1. Die Einfluss-Map bildet die Projektelemente ab, die quantifiziert werden sollen; hier handelt es sich um den Projektausschnitt zu den Instandhaltungsstrategien der Transformatorenflotte

geführt wurde. Diese Intervalle gleichen dem Blutdruckmessen einmal im Monat. Die Momentaufnahmen bieten zu wenig oder gar irreführende Informationen, da ein möglicher Ausreißer zu viel Gewicht bekommt. Trends ablesen und verlässlich deuten zu können, ist wichtiger als eine genaue Momentaufnahme, die nicht in ein Verhältnis gesetzt werden kann. Beim Energieversorger gab es kürzlich den Fall, dass ein 35 Jahre alter Transformator aufgrund eines solchen Ausreißers in der traditionellen Gas-in-Öl-Analyse geöffnet worden war. Die Techniker staunten nicht schlecht, dass der Transformator innen praktisch wie neu aussah. Diese Entscheidung aufgrund der traditionellen Gas-in-Öl-Analyse hat das EVU hunderttausende Euro gekostet, ohne irgendeinen Mehrwert zu liefern.

Onlinemonitoringlösung erfüllt Ansprüche des EVU

Den Mehrwert, den man aus dieser Entscheidung zog, war die erneute Auseinandersetzung mit einer Onlinemonitoringlösung. Instandhaltung sollte tatsächlich zustandsbasiert genannt werden können, und damit auch die technischen Voraussetzungen für ein Smart Grid bieten. Zwei Probleme sollten auf einmal gelöst werden: das Assetmanagement für die Transformatorenflotte optimieren und die technischen Voraussetzungen für ein kosteneffizientes Smart Grid schaffen. Die neueste Lösung der Lumasense Technologies GmbH ermöglicht es, jedes mögliche Intervall zwischen zwei Stunden und sieben Tagen zu messen und damit den für Smart Grids notwendigen Stundenkontakt zu berücksichtigen. Die kürzeren

Messintervalle der Onlinevariante der Gas-in-Öl-Analyse (Dissolved Gas Analysis, DGA) ermöglichen die Beobachtung von Trends, die deutlich verlässlichere Aussagen ermöglichen als vereinzelte Angaben.

Online-DGA ist nicht neu, sondern bereits seit 30 Jahren bekannt. Noch immer werden jedoch < 5 % der Leistungstransformatoren weltweit damit überwacht. Vor einigen Jahren hatte das EVU die Umsetzung angedacht, sich aufgrund der hohen Kosten und des unklaren Nutzens jedoch dagegen entschieden. Da die Betriebskosten DGA-Lösung von Lumasense Technologies im Vergleich zu anderen Anbietern nur die Hälfte der Betriebskosten versprechen und besonders gut skalierbar ist, entschied sich das EVU für einen neuen Versuch und die eindeutige Quantifizierung des Nutzens. Unter

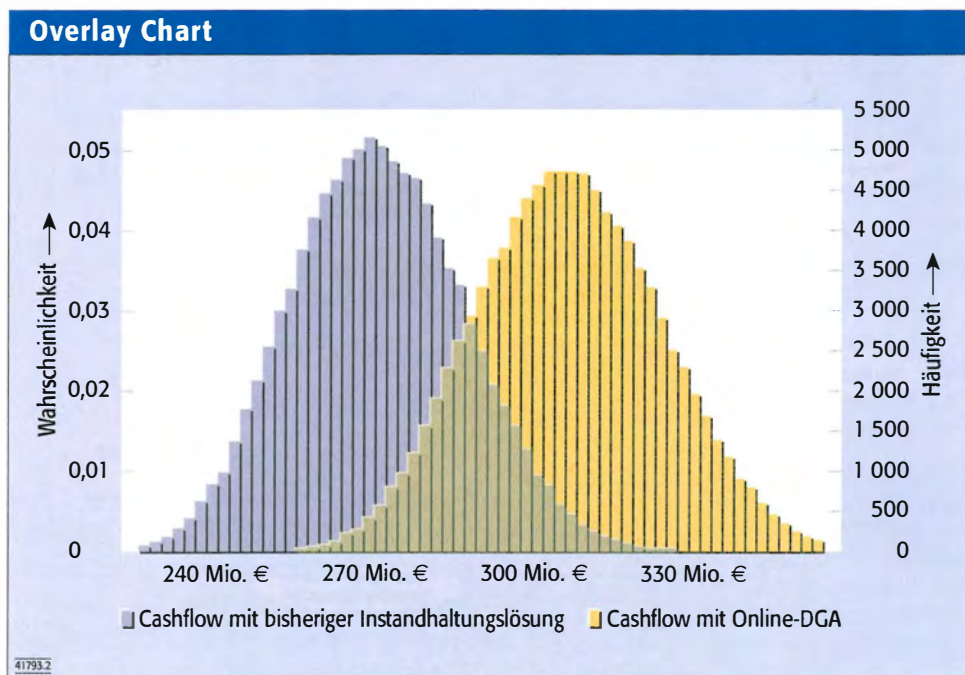


Bild 2. Das Overlay-Chart bildet das Ergebnis der Risikoanalyse beider Szenarien ab; die einzelnen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen zeigen die Gesamtbreite möglicher Endergebnisse der jeweiligen Lösung an

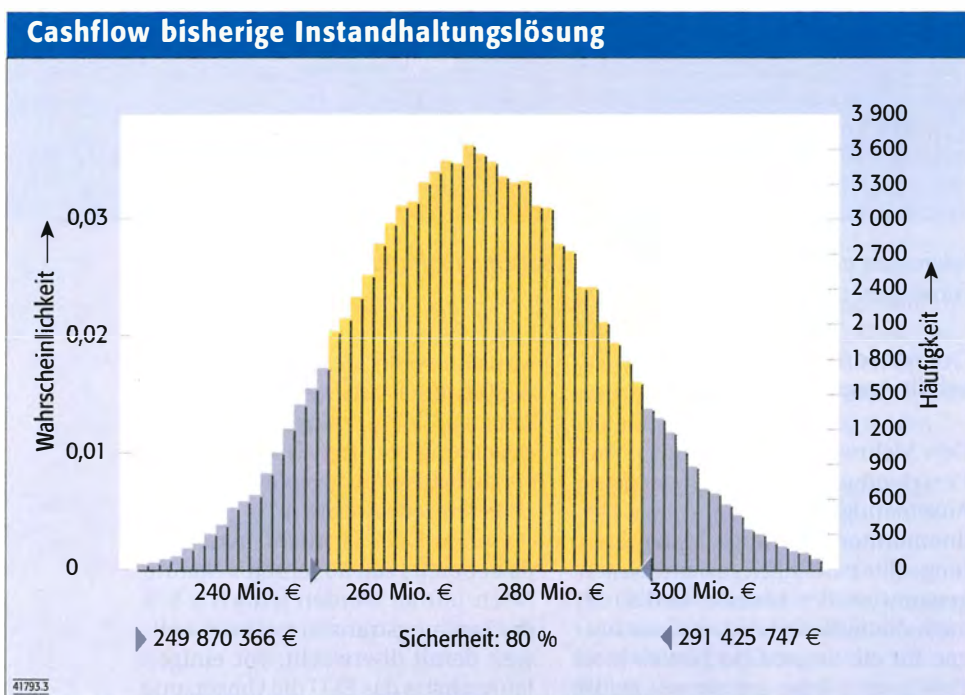


Bild 3. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zeigt die statistisch validierte Bandbreite möglicher Ergebnisse für die bisherige Instandhaltungslösung an

diesen Voraussetzungen könnte eine deutlich größere Flotte abgedeckt werden.

Von der Lösung wurde erwartet: eine einfache Handhabung, zunächst ein solides Monitoring mit

Blick auf drei Gase und Feuchtigkeit sowie die spätere Möglichkeit zur Erweiterung; und dies nicht nur mit Blick auf die Größe der Transformatorflotte oder die analysierten Gase (bis zu neun), sondern auch im

Hinblick auf die Einbindung in die Steuerungs- und Leittechnik und damit die Verbindung zur Nutzung im Smart Grid. Außerdem sollten nicht nur die Transformatoren, sondern auch Zusatzgeräte wie Lastschalter überwacht werden. Bisherige Probleme mit der Kalibrierung, für die die Geräte wieder eingeschickt werden mussten, sollten ausgeschlossen werden. Da Lumasense Technologies verschiedene Instrumente anbietet, die kombiniert werden können und einfach zu handhaben sind, waren sie der klare Favorit, der bewertet werden sollte. Das EVU entschied sich dafür, mit der Bewertung der Transformatoren und Lastschalter zu beginnen.

Bei den Leistungstransformatoren werden Hydrogen, Kohlenmonoxid, Acetylen sowie Feuchtigkeit gemessen. Dadurch werden Unregelmäßigkeiten am Zustand des Transformators aufgezeigt. Kohlenmonoxid weist dabei auf Papieralterung und Acetylen auf kritische Veränderungen im Transformatoröl hin. Das Onlinemonitoring bietet einen konstanten Datenfluss, aus dem verlässliche Trends abgelesen werden können.

Zur Überwachung der Lastschalter werden sie auf Acetylen und Ethylen überprüft. Da ein defekter Lastschalter schlimmstenfalls den Millionen Euro teuren Transformator zerstören kann, sind verlässliche Informationen unerlässlich. Da der Lastschalter eines Leistungstransformators allein bereits 100000 € kosten kann, ist dessen möglicher Ausfall jedoch bereits risikoreich genug, so dass er hinauszögert werden sollte.

Technische Details in betriebswirtschaftlichen Nutzen übersetzen

Mit der Auswahl der Szenarien, den aufgelisteten Entscheidungen und der Zielsetzung, den Cashflow bereits zu einem großen Teil so definiert, dass es im Business case abgebildet werden kann. Die Einfluss-Map (Bild 1) listet zusätzlich alle entscheidenden Unsicherheiten auf, die quantifiziert werden müssen. Wichtig sind dabei die von den Instandhaltungsstrategien beeinflussten Umsätze und Kosten der Transformatorflotte, die Ausfallwahrscheinlichkeit, die Kosten eines gasinduzierten Aus-

falls und die Auswirkungen der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien auf die Verlustleistung. In der linken Spalte der Einfluss-Map werden dazu alle Unsicherheiten aufgelistet, die auf diese größeren Unsicherheiten einwirken.

Die sich nach hinten zuspitzende Einfluss-Map bildet die Grundlage für die Struktur des Finanzmodells, das mit qualitativ hochwertigen Datengefüllt wird. Ein entscheidendes Qualitätsmerkmal der Daten ist, dass sie nicht als Punkt-, sondern Intervallschätzungen erhoben werden, so dass sie später statistisch validiert werden können. Die Stärke liegt damit wie bei Online-DGA in der Betonung von zuverlässigen Trends und der Vermeidung von Momentaufnahmen ohne Kontext.

Statistisch validierte Ergebnisse

Der Business case setzt diese technischen Möglichkeiten in betriebswirtschaftliche Ergebnisse um. Diese Ergebnisse sind konkret und schlagen sich in Euro und Cent nieder. Mit einer Online-Monitoringlösung ist der durch die ausgewählte Transformatorenflotte generierte Cashflow über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren im wahrscheinlichsten Wert um 35,8 Mio. € höher als bisher. Nun ist dieser Wert ohne Angabe zur Wahrscheinlichkeit seines Eintreffens wenig aussagekräftig. Daher ist eine Risikoanalyse ein notwendiger Abschluss eines jeden Business cases. Die Risikoanalyse gibt die Bandbreite möglicher Endergebnisse an, die aufgrund der Intervalle möglich sind. Das Overlay-Chart (Bild 2) vergleicht den Cashflow beider Instandhaltungsstrategien, derzeitiger mit traditioneller DGA und der neuen in der Ergänzung um Online-DGA.

Es gibt Überschneidungen beider Strategien. Es ist möglich, dass die bisherige Instandhaltungsstrategie einen höheren Cashflow erzielt als die Onlinevariante. Doch der genauere Blick zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit für einen höheren Cashflow auf Seiten der Online-Monitoringlösung liegen. Mit 99-prozentiger Sicherheit ist der mit Online-DGA generierte Cashflow höher als der berechnete wahrscheinlichste Wert der bisherigen Lösung von 268,9 Mio. €.

Bei der über 99-prozentigen Abdeckung aller Möglichkeiten vari-

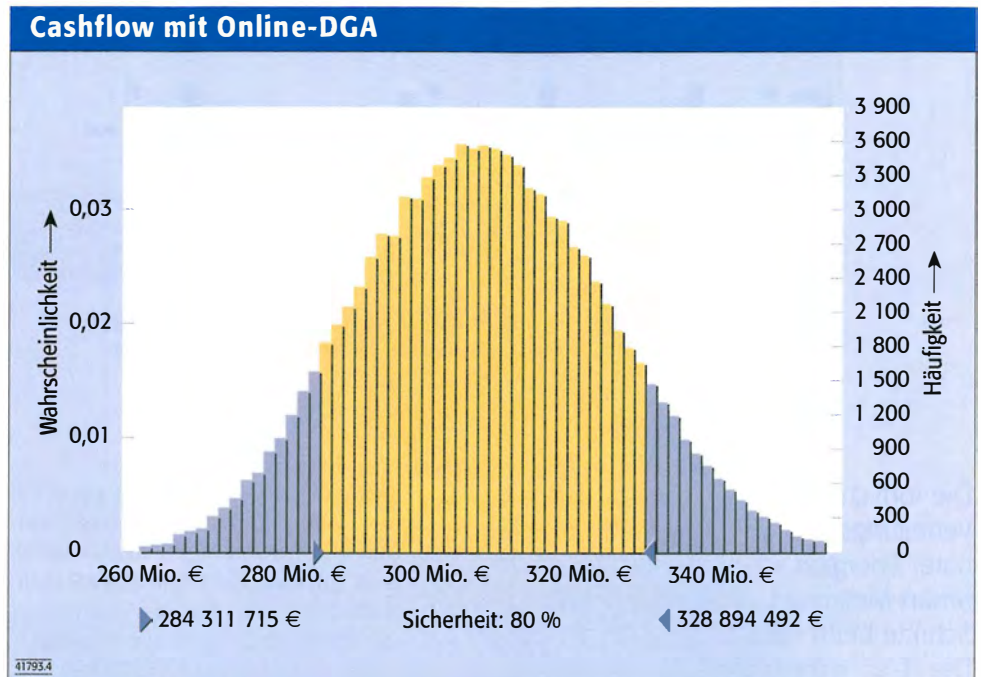


Bild 4. Die Einschränkung möglicher Ergebnisse auf 80 % schneidet die Ausreißer an beiden Enden ab

ieren beide Lösungen enorm. Die bisherige Instandhaltungsstrategie bietet einen Cashflow von 225,6 Mio. bis 315,2 Mio. €. Mit Online-DGA schwankt sie ebenfalls weit zwischen 258,5 Mio. und 354,2 Mio. €. Die sinnvolle Einschränkung auf das Intervall, das mit 80-prozentiger Wahrscheinlichkeit erreicht wird, zeigt jedoch, dass die Überschneidung deutlich geringer ist. Mit 80-prozentiger Wahrscheinlichkeit liegt der Cashflow der bisherigen Lösung zwischen 249,9 Mio. und 291,4 Mio. € (Bild 3).

Der Cashflow von Online-DGA wird mit 80%iger Sicherheit zwischen

284,3 und 328,9 Mio. € liegen (Bild 4). Dass die bisherige Instandhaltungsstrategie einen höheren Cashflow als den niedrigsten der Onlinelösung hat, hat nur eine Wahrscheinlichkeit von 9,6%.

Das EVU entschied sich für die Umstellung auf Online-DGA und ist mit dieser skalierbaren Lösung auch für die technischen Anforderungen von Smart Grids gerüstet.

(41793)

info@solutionmatrix.de

www.solutionmatrix.de

Anzeige

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Energie. Wasser. Leben.

Gas- und Stromrechnungen im Fokus

24. Januar 2013, Nürnberg

Jetzt informieren und anmelden:
www.ew-online.de