

„Smart Planning“ für Verteilnetze

Christoph ENGELS¹, Lars JENDERNALIK², Marc OSTHUES^{3*}, Sebastian SCHIMMEYER^{4*}, Heiko SPITZER^{5*}

¹ Christoph Engels, FB Informatik, FH Dortmund, Emil-Figge-Str. 42, 44227 Dortmund, +49.231.755.6777, christoph.engels@fh-dortmund.de, www.fh-dortmund.de/engels

² Lars, Jendernalik, Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, 44139

Dortmund, +49.231.438.2848, lars.jendernalik@westnetz.de, www.westnetz.de

³ Marc Osthues, ie3, TU Dortmund, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund,

+49.231.755.3022, marc.osthues@tu-dortmund.de, www.ie3.tu-dortmund.de

⁴ Sebastian Schimmeyer, Intulion Solutions GmbH, Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20, 44227 Dortmund, +49.231.9700.360, sebastian.schimmeyer@intulion.de, www.intulion.de

⁵ Heiko Spitzer, Entellgenio GmbH, Lamontstr. 8, 81679 München, +49.89.414243980, heiko.spitzer@entellgenio.com, www.entellgenio.com

Schlüsselwörter: Genetischer Algorithmus, Verteilnetz, Zielnetzplanung, Asset Management, Assetsimulation, Leistungsflussrechnung, integrierte zustands- und kapazitätsbasierte Optimierung, Integration dezentraler erneuerbarer Energieerzeuger

Kurzfassung:

Die Planung von elektrischen Verteilnetzen ist durch vielschichtige Herausforderungen geprägt, die den folgenden Bereichen zuzuordnen sind:

Betriebsmittelkapazität:

- Der Anteil dezentraler erneuerbarer Energieerzeuger innerhalb des Versorgungsgebiets nimmt weiter zu, was zu einer teilweisen Umkehr der Leistungsflüsse führt.
- Die mittel- bis langfristigen Prognosen bezüglich des Zubaus von erneuerbaren Energieerzeugern streuen insbesondere aufgrund unsicherer Rahmenbedingungen stark.

Betriebsmittelzustand:

- Große Teile des Betriebsmittelbestandes erreichen das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer.

Betriebswirtschaft:

- Die Investitionsbudgets der Netzbetreiber sinken.

Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Anforderungen führt zu Lösungen, die im Widerspruch mit den verbleibenden Herausforderungen stehen können. In diesem Beitrag wird daher detailliert ein integrierter Ansatz beschrieben, der die wesentlichen Aspekte gleichzeitig optimiert und bestehende Synergien nutzt. Die prinzipielle Methodik wurde bereits in [1] skizziert und in [2,3] weiterentwickelt.

Die einzelnen Anforderungen werden durch die Zielfunktion eines evolutionären Optimierungsverfahrens in Form eines regelgestützten genetischen Algorithmus [4] integriert. Aufgrund der kombinatorischen Problemkomplexität, die durch die Anzahl der Betriebsmittel, der Betrachtungsjahre und der Versorgungsszenarien aufgespannt wird, greift der entwickelte Ansatz auf das netzplanerische Fachwissen in Form von Planungsregeln zurück. Abbildung 1 zeigt den prinzipiellen Ablauf der Berechnung. Zum einen werden Szenarien aus Langfristprognosen über die erwartete regionale Einspeise- und Lastentwicklung sowie einer angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung generiert. Zum anderen wird der Status quo durch ein bestehendes Basisnetz repräsentiert. Beide Beschreibungen fließen als Eingabe in das

Berechnungsmodell ein. Der genetische Algorithmus variiert das Basisnetz anhand des netzplanerischen Regelwerks und der stochastischen Mutation und Rekombination und leitet hieraus einen Zielnetz Kandidaten, d. h. den Betriebsmittelbestand am Ende des Planungszeitraumes, ab. Die Teilmodule Alterssimulation und Leistungsflussrechnung überprüfen diesen Zielnetzvorschlag hinsichtlich der Alterszustände und ausreichende Betriebsmittelkapa-

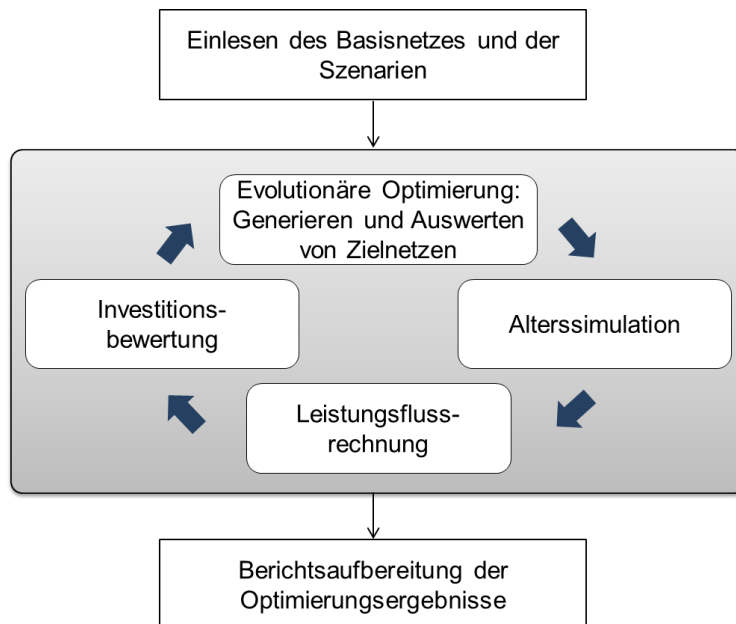


Abbildung 1: Optimierungsablauf

azität bezüglich der gegebenen Szenarien. Valide Zielnetz Kandidaten werden anhand einer kosten- oder ergebnisbasierten Investitionsrechnung bewertet. Die Kennzahlen und Maßnahmen des Zielnetz Kandidaten mit den minimierten Kosten (bzw. maximierten Erlösen) finden eine berichtsmäßige Aufbereitung für den Planer.

1 Einleitung

Welche Synergien sollten durch ein „Smart Planning“ System identifiziert werden? Geht man von einem physikalischen Betriebsmittel (z. B. Umspannstation, Transformator, Leitung,...) aus, welches seine Altersgrenze im Jahr t erreicht hat und in einen kritischen Zustand übergeht, muss dieses zeitnah ersetzt werden. Üblicherweise erfolgt ein Ersatz durch Betriebsmittel vergleichbarer Kapazität. Die Investition für diesen Ersatz muss abgeschrieben werden, wenn durch einen zusätzlichen Erzeuger erneuerbarer Energie oder veränderte Nachfrage die Kapazität dieses Ersatzbetriebsmittels im Jahr $t+\Delta t$ (mit $\Delta t \ll$ Lebensdauer) überschritten wird. „Smart Grid Planning“ sollte in der Lage sein, solche Situationen unter Berücksichtigung mehrerer Szenarien zu identifizieren und ein Zielnetz vorschlagen, welches die Kapazitätsanforderungen im Jahr $t+\Delta t$ zu optimalen Kosten erfüllt. Das vorgestellte System bedient sich eines Memetischen Genetischen Algorithmus, der eine Reihe von Zielnetz Kandidaten erzeugt, die hinsichtlich ihres Alterszustandes und ihrer Kapazität überprüft werden. Dieser Aufsatz berichtet über erste integrierte Ergebnisse, die auf früheren Arbeiten von Verteilnetzexperten [5], innerhalb des Projektes IO.Netz* [2] und Lösungen zur Asset Simulation/Optimierung [6] aufsetzen.

2 Simulationsmodelle

Die Bewertung der Zielfunktion innerhalb des Optimierers erfolgt auf Basis folgender Simulationsmodelle:

- Leistungsflussrechnung unter Einhaltung des N-1-Kriteriums
- Alterssimulation der Assets
- Finanzielle Bewertung unter Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen

2.1 Leistungsflussrechnung

Die Abbildung des untersuchten Netzausschnitts umfasst in seiner technischen Beschreibung einen hohen Detaillierungsgrad. Um die Bedeutung des Planungsergebnisses zu erhöhen, soll das reduzierte Netzmodell den realen Netzzustand möglichst genau wiedergeben. Demzufolge erfolgt die Beschreibung der Netztopologie auf Basis der elektrischen Leitungsabschnitte (Segmente bilden einen Stromkreis), Transformatoren (inkl. 3-Wickler-Transformatoren), Leistungsschalter, Sammelschienen sowie deren Längs- und Querkuppungen. Letztgenannte ermöglichen die Abbildung des Netzbetriebszustandes und eine Berücksichtigung realistischer Schalthandlungen für die N-1-Ausfallanalyse. Insgesamt besteht das untersuchte Verteilnetz aus den Betriebsmitteln der 110 und 30-kV Spannungsebene sowie anteilig der 10-kV Spannungsebene.

Der Netzzustand im Normalbetrieb (N-0) beschreibt den Ausgangszustand bzw. das Basisnetz der Untersuchung. Die entsprechende Netztopologie ergibt sich aus dem Schaltzustand (offen oder geschlossen). Für die Netzdimensionierung werden die Einhaltung der zulässigen Betriebsmittelbelastbarkeit und der Versorgungssicherheit auf Basis des qualitativen N-1-Kriteriums überprüft, d. h. die Aufrechterhaltung der Versorgung bei Ausfall eines beliebigen Netzbetriebsmittels. Da letztgenannte z. T. durch Schalthandlungen sichergestellt wird, erfolgt die Bestimmung der N-1-Fälle auf Basis folgender Vorgehensweise: Wird durch einen Betriebsmittelausfall das Netz in zwei separate Bereiche getrennt (isolierte Netze), so gilt es, um das Netz wieder zusammenzuführen, die geeigneten Schalthandlungen in der Nähe des Fehlerortes zu identifizieren. Die entsprechenden Schalthandlungen werden in einer Vorverarbeitung mittels Algorithmen der Graphentheorie ermittelt. Ebenfalls besteht die Möglichkeit, im Falle des N-1-Ausfalls, die Erzeugungsleistung im Sinne eines Einspeisemanagements zu reduzieren. Die erste Implementierung dieses Ansatzes sieht eine feste Reduktion der Erzeugungsleistung vor, bevor in weiteren Untersuchungen das optimale Einspeisemuster durch einen Optimierungsansatz auf Basis der linearisierten Lastflussgleichungen bzw. *Power Transfer Distribution Factors* (PTDF) ermittelt werden soll [7].

Abbildung 2 veranschaulicht die vorgestellte Vorgehensweise. Die Bestimmung der relevanten N-1-Topologien erfolgt schrittweise für jeden untersuchten Betriebsmittelausfall. Der Ablauf untergliedert sich in drei Schritte: Die Bestimmung aller relevanten N-1-Fälle und die Identifizierung von isolierten Netzen sowie der möglichen Schalthandlungen. Letztgenannte werden durch geeignete Algorithmen ermittelt. Sie bestimmen für jeden Ausfall eines Leitungssegments i , welches zu isolierten Netzen führt (sog. ‚kritische Topologien‘), eine Anzahl an N_{Si} Schalthandlungen. Das Ergebnis besteht aus k Netztopologien ohne und j Netztopologien mit Schalthandlungen, für die eine Leistungsflussrechnung im Rahmen der Ausfallanalyse durchgeführt wird.

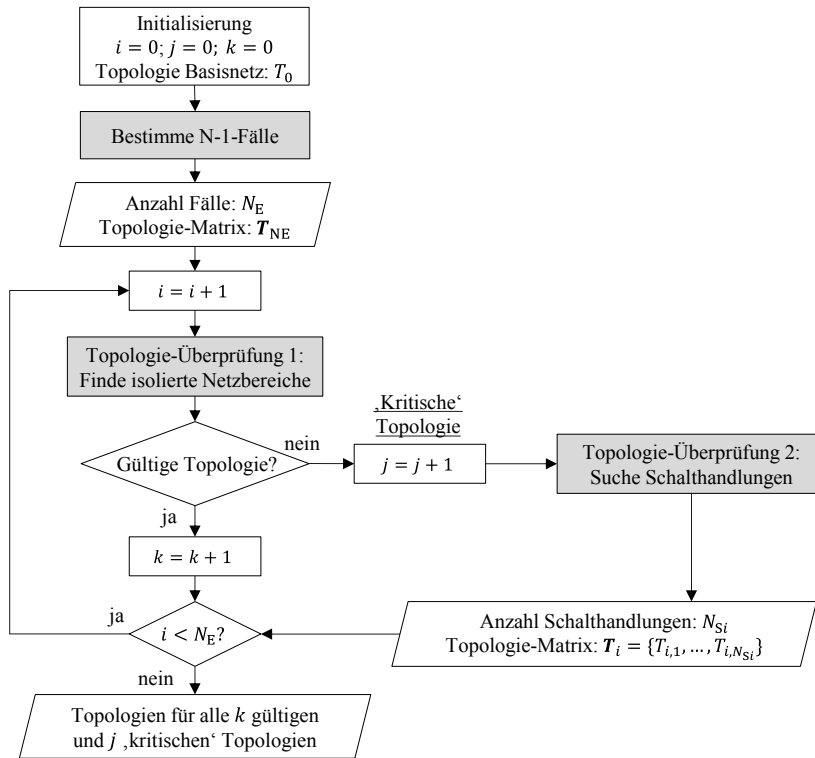


Abbildung 2: Vorverarbeitung: Bestimmung der N-1-Topologien

Die Leistungsflussrechnung besteht aus einem DC-Lastflussmodell (unter Verwendung von [8]). Als Eingangsparameter werden folgende Daten verwendet:

- Knotenbilanz der Einspeisungen und Lasten (Szenario-Daten)
- Netztopologien des Basisnetzes (N-0) und der (N-1)-Fälle der Ausfallanalyse

Die Leistungsflussrechnung wird für jede Topologie durchgeführt. Die Bestimmung der Engpässe erfolgt anhand von zwei (*Worst-Case*)-Auslegungsfällen potentieller Einspeise- und Lastkombinationen. Eine feste Reduktion der Erzeugungsleistung in den N-1-Fällen berücksichtigt eine maximale Erzeugungsminderung. Demzufolge wird die N-1-Ausfallanalyse nur für den Starklastfall mit schwacher EE-Einspeisung durchgeführt (s. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Tabelle 1: Netzauslegung: Relevante Belastungssituationen

Netzauslegung			
EE			
stark			
schwach			
Last	stark	-	N-1
	schwach	N-0	-

Das Ergebnis enthält Informationen über die Leitungsbelastung und, falls ein Engpass entsteht, über die relevanten Details des überlasteten Betriebsmittels sowie dessen Verursacher.

Für eine kritische Topologie j wird eine Engpassüberprüfung für alle Topologien T_i der N_{Si} Schalthandlungen durchgeführt. Eine kritische Topologie ist gültig, wenn die Leitungsbelastungen für mind. eine Schalthandlung innerhalb ihrer zulässigen Grenzen liegen.

2.2 Assetsimulation

Das Fundament der integrierten Optimierung bildet die Abbildung der dynamischen Zusammenhänge im Netz mittels der dynamischen Asset Simulation. Hier steht bereits ein praxiserprobtes Werkzeug zur Verfügung [2,6,7,8]. Die technische Asset Simulation basiert auf einer nachvollziehbaren und praxiserprobten Methode [9,10], bei der in einem ersten Schritt ein Fachkonzept zur Abbildung der dynamischen Zusammenhänge im Netz erstellt wird. Darin enthalten sind u. a. die Festlegungen bzgl. der abzubildenden Betriebsmittelgruppen, Zielgrößen, zugehörigen Parameter, möglichen Maßnahmen des Anlagenmanagements und die zwischen diesen Größen bestehenden Abhängigkeiten und Zusammenhänge in einem Ursache-Wirkungsdiagramm (siehe Abbildung 3).

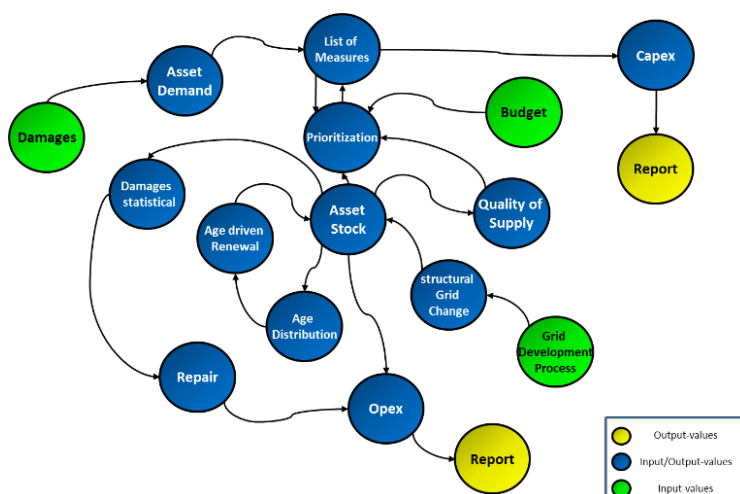


Abbildung 3: Ursache-Wirkungsdiagramm

Weiterhin werden mittels Bestands- und Flussdiagrammen für die einzelnen Betriebsmittelgruppen Alterungsketten definiert, die den Lebenszyklus der Betriebsmittel beschreiben. Jede Alterungskette wird dabei in einzelne Zustandsklassen unterteilt, die den Zustand der in ihnen befindlichen Betriebsmittel charakterisieren. In Abhängigkeit der Zustandsklasse werden die Auswirkungen der Maßnahmen des Anlagenmanagers auf die in der Zustandsklasse befindlichen Betriebsmittel beschrieben. Die vielfältigen Rückkopplungen, Verzögerungen und nicht-linearen Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Einfluss- und Zielgrößen werden so transparent gemacht.

Der beschriebene Ansatz macht die Modellierung der räumlichen Unterschiede erforderlich, um z. B. neu entstehende Einspeiseschwerpunkte abzubilden. Daher wird eine regionale Differenzierung der Netzelemente zwingend notwendig. Eine Umsetzung der räumlichen Zuordnung von Umspannanlagen in der Asset Simulation ist in Abbildung 4 dargestellt.

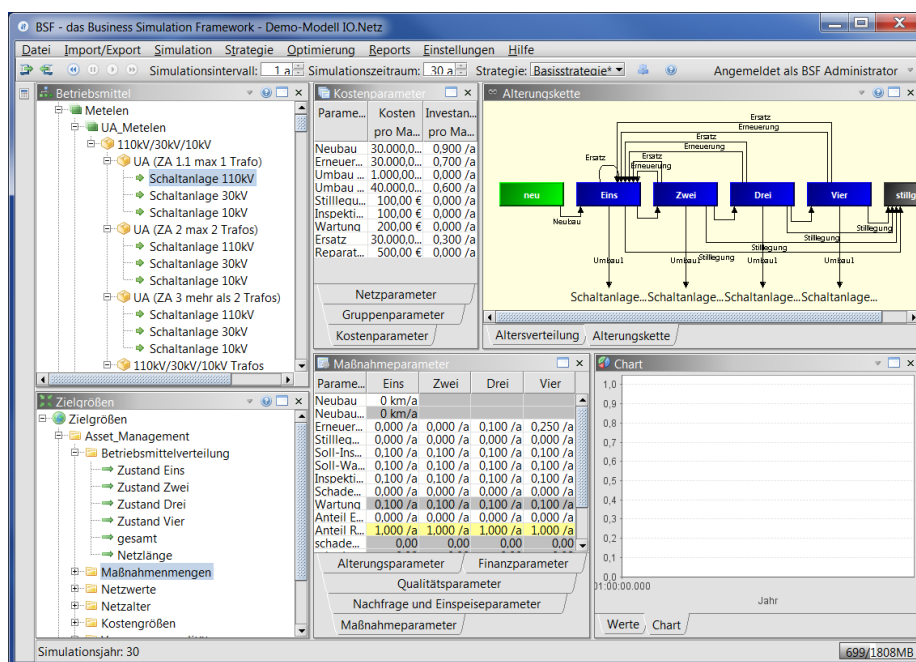


Abbildung 4: Assetsimulation GUI

3 Optimierungsansatz

Zunächst soll eine Komplexitätsabschätzung des zugrundeliegenden Entscheidungsproblems vorgenommen werden: Investitionsentscheidungen im Bereich von elektrischen Netzen sind durch lange Investitionszyklen gekennzeichnet (üblicherweise mehrere Dekaden) und umfassen oft mehrere tausend einzelne Betriebsmittel. Darüber hinaus müssen zusätzlich verschiedene Szenarien berücksichtigt werden, die unterschiedliche Erzeugungs- und Lastentwicklungen repräsentieren. Diese Merkmale erzeugen einen komplexen Suchraum für optimale Entscheidungsparameter. So führen zum Beispiel 10 Umspannwerke, 15 Planungsjahre und 10 Transformatortypen (für unterschiedliche Kapazitäten) zu $10^{(10 \times 15)} = 10^{150}$ möglichen Kombinationen, wobei Betriebsmittel wie Leitungen oder unterschiedliche Szenarien außer Acht gelassen sind. Zum Vergleich sei angemerkt, dass der menschliche Körper aus 10^{27} Atomen, der Planet Erde aus ca. 10^{49} Atomen und das gesamte Universum aus geschätzten 10^{78} Atomen besteht [15]. Damit ist ersichtlich, dass das vorliegende Entscheidungsproblem in seiner Komplexität reduziert werden muss, um in vertretbarer Zeit gelöst werden zu können.

Abbildung 5 zeigt die Bestandteile der integrierten Architektur: Ausgehend von durch die Marktforschung veröffentlichten Langfristprognosen findet eine Ableitung von Szenarien mit unterschiedlicher Wahrscheinlichkeitsgewichtung statt. Die Wahrscheinlichkeiten bilden die Unsicherheiten in der zeitlichen Entwicklung der Versorgungsaufgabe ab. Die wahrscheinlichkeitsbewertete Erzeugungs- und Lastentwicklung wird in einer Matrix für jedes Versorgungsgebiet und jeden Zeitschritt festgehalten. Der Optimierer generiert potenzielle Lösungsvarianten (= Zielnetz Kandidaten oder Individuum) auf Grundlage des Basisnetzes unter der Verwendung von Planungsregeln zur Netzerweiterung und Instandhaltung. Diese Zielnetz Kandidaten werden einer (N-1)-Leistungsflussrechnung in Bezug auf Engpasssituationen und einer Asset Simulation in Bezug auf kritische Zustände unterzogen. Die Simulationen liefern Kennzahlen und eventuelle Kapazitätsengpässe. Da Kapazitätsengpässe nicht in

Kauf genommen werden können, sorgt ein "Reparaturmechanismus" auf Basis von Planungsregeln zur Netzerweiterung dafür, dass die erforderliche Kapazität bereitgestellt wird. Eine „Reparatur“ führt zu zusätzlichen Strafkosten in der Bewertung des Zielnetz Kandidaten. Schlussendlich bewertet der Optimierer den Zielnetz Kandidaten anhand der Kennzahlen in der Berechnung der Zielfunktion.

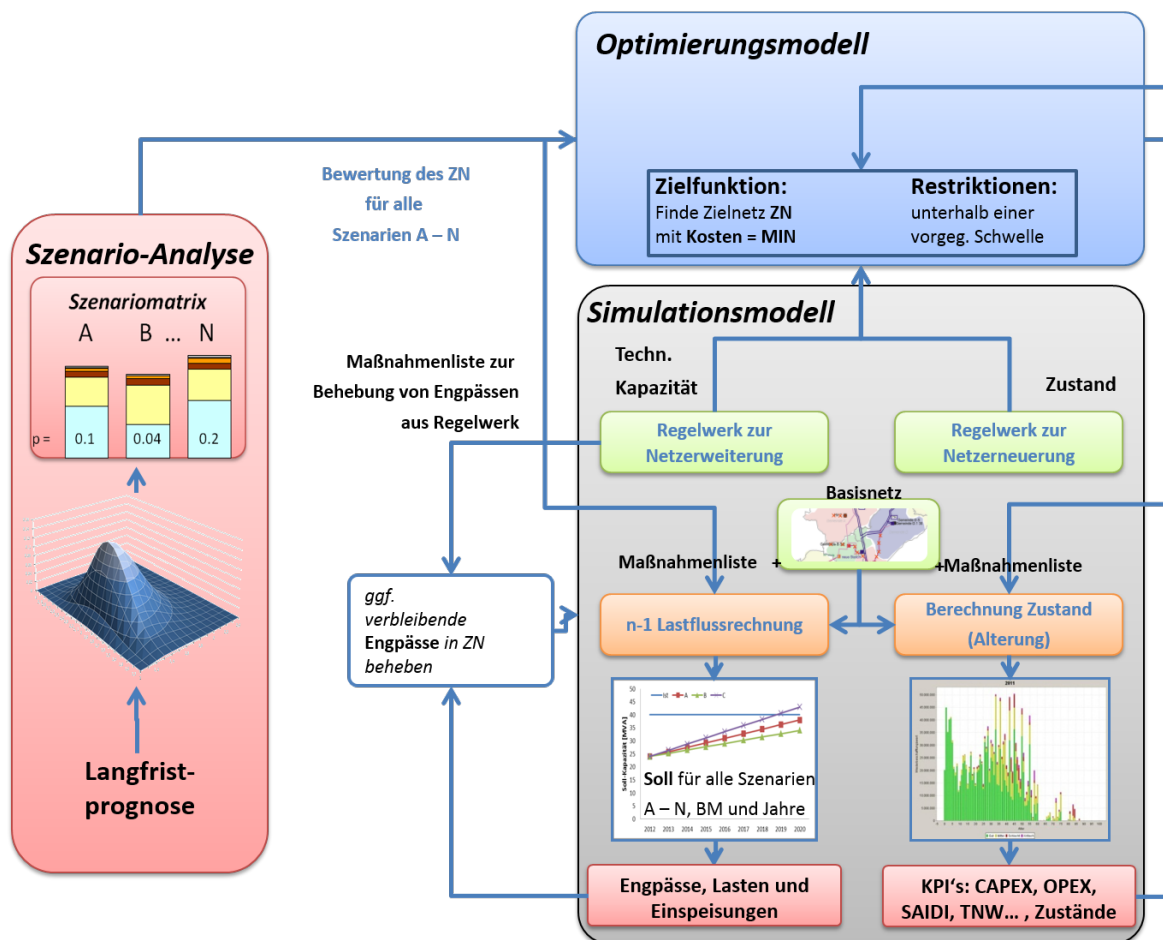


Abbildung 5: Gesamtarchitektur

Zur Komplexitätsreduktion muss zusätzliches Wissen bei der Lösungssuche verwendet werden. Dabei sind zwei Extremfälle denkbar:

1. Netzplaner sind in der Lage eine Menge an Planungsregeln zu beschreiben, die die Vorgehensweise des Planungsprozesses eindeutig und vollständig beschreiben. Dementsprechend führt die Anwendung der Regeln in einer Simulationsrechnung führt zu deterministischen Zielnetzerggebnissen. Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt in der hohen Transparenz und der resultierenden Nutzerakzeptanz. Schwierigkeiten mit diesem Ansatz ergeben sich im Fall einer Überspezifikation, bei der gar keine Lösung gefunden werden kann oder bessere Zielnetze übersehen werden.
2. Es werden keine Vorgaben gemacht und eine einfache evolutionäre Suchstrategie ermittelt möglichst gute Zielnetze. Evolutionäre Verfahren sind in der Lage sehr gute Lösungen zu finden, die für einen Planer auch a priori unerwartete Strukturen beinhalten. Der Nachteil eines solchen Ansatzes besteht in der typischerweise langen Berechnungszeit (vgl. mit der obenstehenden Komplexitätsabschätzung) und einer fehlenden Erklärungs-komponente bzgl. des Konstruktionsprinzips der Lösung.

Der hier verfolgte Ansatz versucht eine Verbindung beider Extrema zu erreichen: Die Literatur zu Evolutionsverfahren spricht in diesem Zusammenhang von Memetischen Algorithmen, bei der ein einfacher Evolutionärer Algorithmus mit heuristischen Regeln kombiniert wird, die den Suchprozess leiten [16,4]. Dabei ergeben sich prinzipiell folgende Kombinationsmöglichkeiten:

- Es wird eine Heuristik während der Initialisierung des Evolutionären Algorithmus eingesetzt.
- Ein „Reparaturmechanismus“ (Hybridisierung des Genotyp zu Phenotyp Mappings) findet Anwendung auf ungültige Lösungen nach Anwendung der Variationsoperatoren.
- Die Variationsoperatoren selbst werden heuristisch angepasst.

Das hier eingesetzte Verfahren basiert aufgrund der diskreten Natur des Problems auf einem Genetischen Algorithmus. Dabei erfolgt eine Anpassung des Variationsoperators durch eine Einschränkung auf diejenigen Veränderungen, die den empirischen Verteilnetz-Planungsregeln genügen. Darüber hinaus findet die Anwendung eines „Reparaturmechanismus“ statt, wenn ein Netzindividuum die Kapazitätsanforderungen mindestens eines Szenarios verletzt. In diesem Fall wird das Netz ebenfalls aufgrund der Planungsregeln kapazitativ erweitert („repariert“) und die zusätzlichen Kosten werden der Zielfunktion über einen Strafterm hinzugerechnet.

Abbildung 6 zeigt die Anwendung von zwei unterschiedlichen Planungsregeln, um ein Umspannwerk um zusätzliche 20 MVA zu erweitern. Regel 1 fügt einfach einen neuen Transformator mit einer Kapazität von 20 MVA zum Umspannwerk hinzu, während Regel 2 eine Überführung des 20-MVA-Transformators von 1970 in den Trafo-Pool vorsieht und einen neuen Transformator mit 40 MVA Kapazität zum Umspannwerk hinzufügt. Aus Vereinfachungsgründen enthält dieses Beispiel nur zwei Regeln. Das Gesamtsystem enthält im aktuellen Stand des Projektes insgesamt ca. 56.

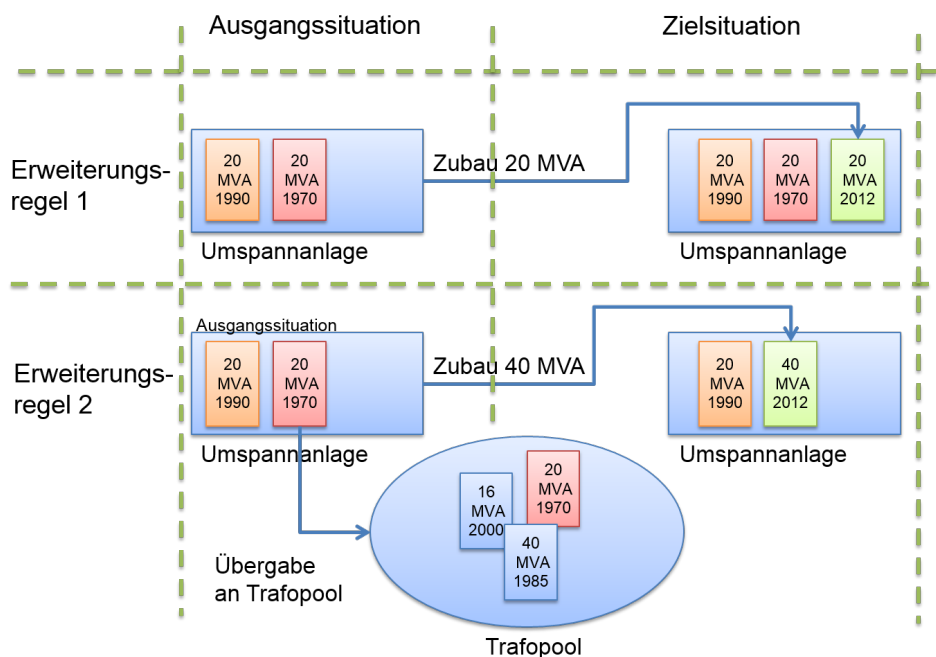


Abbildung 6: Beispielregeln

4 Ergebnisse

Ein lauffähiger Prototyp des Systems liegt in einer parallelen Architektur vor. Die Simulationsmodelle zur Leistungsflussrechnung und zur Asset Simulation sind nebenläufig implementiert und werden durch die Optimierung gesteuert. Das System hat einen Testfall mit zwei Szenarien S1 (90% Eintrittswahrscheinlichkeit) und S2 (10% Eintrittswahrscheinlichkeit) optimiert, bei dem im Jahr $t_0 = 2013$ ein Betriebsmittel (Leitung Waltrup-Roxel) aufgrund seines kritischen Zustandes ersetzt werden muss (conditional trigger). Zum Zeitpunkt $t_1 = t_0 + \Delta t$ ist im Szenario S1 die Kapazität des neuen Betriebsmittels aufgrund der Last- / Einspeisesituation als Ergebnis der Leistungsflussrechnung erschöpft (functional trigger). Anstatt ein weiteres neues Betriebsmittel im Jahr t_1 vorzusehen, sollte der Optimierer bereits im Jahr t_0 ein für das Jahr t_1 ausreichend ausgelegtes Betriebsmittel als Lösung vorschlagen (s. Abbildung 7). Ein zusätzliches neues Betriebsmittel im Jahr t_1 kann in diesem Testfall aufgrund von Trassenrestriktionen nicht realisiert werden.

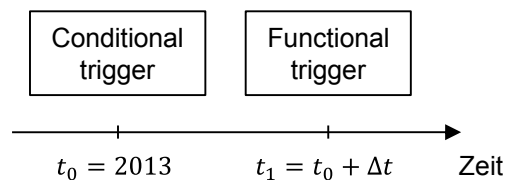


Abbildung 7: Auslöser (Trigger) von Investitionen

Tabelle 1 zeigt eine Lösung für den beschriebenen Testfall mit 190 Betriebsmitteln über einen Planungszeitraum von 20 Jahren und einen Berechnungszeitraum von 40 Jahren. Der genetische Algorithmus erzeugt 750.000 Individuen mit der Populationsgröße 100. Die unoptimierte „naive“ Strategie zeigt das Leitungssegment Waltrup - Roxel, welches in 2007 seinen kritischen Zustand erreicht und in 2013 ersetzt wird. Hierbei fällt ein diskontierter TOTEX in Höhe von 2.271 TEUR an. In 2013 wird ein neues Leitungssegment mit identischer Kapazität errichtet und bis 2015 abgeschrieben. In 2015 findet aufgrund der kapazitiven Erweiterung eine Sonderabschreibung statt. Im Gegensatz dazu liefert die optimierte Strategie in 2013 bereits eine Ersetzung des Leitungssegments, die der erforderlichen Kapazität in 2015 genügt. Der Vergleich zwischen beiden Strategien zeigt eine Differenz von 803 TEUR.

Tabelle 1: Strategievergleich

Betriebsmittel / TOTEX	Gesamt (diskontiert) TEUR	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Naive Strategie											
segment/Waltrup-Roxel	2.271	52									
segment/Waltrup-Roxel/agebased	1.138							69	65	1.003	
segment/Waltrup-Roxel/capacitybased	2.041									59	58
Optimale Strategie											
segment/Waltrup-Roxel	2.271	52									
segment/Waltrup-Roxel/opt-replace	2.376							71	68	67	66
Differenz Naive / Optimale Strategie	803										

5 Ausblick

Ausgehend von diesen vorläufigen Ergebnissen findet eine Erweiterung der Netzstruktur und der Szenariokomplexität statt. Realistische Anwendungsfälle werden durch Planungsexper-

ten evaluiert und aussagekräftige Berichtsansichten werden durch ihn zur Entscheidungsunterstützung definiert. Weitergehende Ergebnisse stehen voraussichtlich im 2. Quartal 2014 zur Verfügung.

6 Referenzen

- [1] Jendernalik, L., Rehtanz, C.: „Integration dezentraler Energien: Mehr als eine Frage der Technik“, 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17. Februar 2012, Graz
- [2] Engels, C., Jendernalik, L., Osthues, M., Spitzer, H.: „Smart Planning – An integrated Approach for Distribution System Planning to cope with its Future Requirements“, in: Proc. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Paper 0500, Stockholm, 2013.
- [3] Jendernalik, L., Mensmann, C., Wohlfarth, C.: „Target planning of electrical distribution grids as a fundamental module for a successful asset management“, in: Proc. 20 International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Prague, 2009.
- [4] Weicker, K. „Evolutionäre Algorithmen“, Leitfäden der Informatik, 2nd ed., Teubner, 2007.
- [5] Jendernalik, L., Mensmann, C., Wohlfarth, C.: „Target planning of electrical distribution grids as a fundamental module for a successful asset management“, CIRED Workshop 2009, Prague, 2009.
- [6] Gaul, A., Spitzer, H., Engels, C., Nockmann, E.: „Asset Simulation and Automatic Asset Optimization“, CIRED Workshop, Lyon, 2010.
- [7] Osthues, M., Waniek, D., Rehtanz, C.: „Simulation of transnational energy trade“, in: Proc. 4th International Workshop: Liberalization and Modernization of Power Systems, Irkutsk, Russia, 2010.
- [8] Zimmermann, R., Murillo-Sánchez, C., Gan, D.: „Matpower a Matlab power system simulation package“, User’s Manual 3.2, online: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/manual.pdf>, 2007.
- [9] Kallweit, T.; Schwarz, U.; Spitzer, H.: „Asset Strategy Planning – Simulation als Basis fundierter und nachhaltiger Asset Strategien“, in: „et“, 55. Jg. (2005), Heft 7, S. 488-489.
- [10] Gaul, A. J.; Spitzer, H.: „Asset Simulation – an approach to predict the long term monetary consequences of maintenance and renewal strategies for electrical grids“, CIRED, 19th International Conference on Electricity Distribution, Wien, 21.-24.5.2007, Paper 0668.
- [11] Dutz, A., Spitzer, H.: „Schulterschluss zwischen Techniker und Kaufmann“, in: „et“, 59. Jg. (2009), Heft 4
- [12] Spitzer, H., Engels, C.: „Dynamic Asset Simulation - Risk Management am Beispiel der Energieversorgung“, Riskconf, München, 2009.
- [13] Forrester, J.W., Industrial Dynamics, OR: Productivity Press, 1961.
- [14] Sterman, J.D., Business Dynamics, Systems Thinking and Modeling for a Complex World, Boston; Irwin/McGraw-Hill, 2000.
- [15] https://elearning.physik.uni-frankfurt.de/data/FB13-PhysikOnline/lm_data/lm_282/auto/kap09/cd236b.htm, Zugriff 01/2014.
- [16] Eiben, A.E., Smith, J.E.: „Introduction to Evolutionary Computing“, p. 173ff., Natural Computing Series, Springer, 2010.

() Diese Arbeit wird unterstützt durch das F&E Projekt “IO.Netz” gefördert durch das BMWi, Projektnummer: 03ET1071**