

ATLANTIS – FORSCHUNGSINSTRUMENT DES INSTITUTS FÜR ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT UND ENERGIEINNOVATION

Christoph GUTSCHI¹, Christoph HUBER², Gernot NISCHLER^{1(*)}, Andreas SCHÜPPEL^{1(*)}, Thomas NACHT^{1(*)}, Gerald FEICHTINGER^{1(*)}, Alexander JAGL¹, Daniel HÜTTER^{1(*)}, Udo BACHHIESL¹, Heinz STIGLER¹

Ausgangslage und Motivation

Ein zuverlässig funktionierendes Elektrizitätssystem ist von zentraler Bedeutung für unser heutiges Wirtschafts- und Gesellschaftssystem. Die mittelfristige Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltschonenden Versorgung mit elektrischer Energie ist daher eine der wichtigsten Zukunftsaufgaben der Energiewirtschaft, Energietechnik und Wissenschaft. In der Elektrizitätswirtschaft haben Planungsentscheidungen jedoch sehr langfristige und kapitalintensive Auswirkungen. Heute getätigte Maßnahmen können technisch, ökologisch und wirtschaftlich über mehrere Jahrzehnte wirken. Es bedarf daher sehr sorgfältiger und langfristiger Planungsmethoden um unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten mittelfristig gesehen ein technisch-wirtschaftliches Optimum im Stromversorgungssystem anstreben zu können.

Die Anwendung des Prinzips „Trial and Error“ bei der Einführung notwendiger oder politisch gewollter Systemveränderungen in der Elektrizitätswirtschaft hat in der Vergangenheit in manchen Fällen unvorteilhafte wirtschaftliche Auswirkungen mit sich gebracht. Daher sollten wie im technischen Bereich auch im energiewirtschaftlichen Bereich in der vorausschauenden Planung verstärkt Simulationswerkzeuge und auch die Spieltheorie zur Anwendung kommen, um die Auswirkungen geänderter technischer, wirtschaftlicher oder organisatorischer Rahmenbedingungen vor deren Einführung vorab besser abschätzen und gegebenenfalls adaptieren zu können.

Am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz wird daher seit mehreren Jahren an der Entwicklung eines gesamtheitlichen Simulationsmodells der europäischen Elektrizitätswirtschaft mit dem Namen ATLANTIS gearbeitet. Das Ziel der Entwicklungen war eine Simulationsumgebung, welche in der Lage ist, die hohe Komplexität der Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft transparent abzubilden. Die entwickelten Modelle und Programmpakete sollen zur Untersuchung aktueller Fragestellungen herangezogen werden können. Als Ergebnis liegt ein Paket von Modellen und Datenbanken vor, mit denen eine möglichst hohe Realitätsnähe bei der Simulation der Elektrizitätswirtschaft erreicht wird.

Das Simulationsmodell ATLANTIS ist eine eigenfinanzierte und unabhängige Entwicklung des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und wird seit 2010 in nationalen und internationalen Projekten für Elektrizitätsunternehmen, Übertragungsnetzbetreiber, Behörden sowie in wissenschaftlichen Forschungsk Kooperationen eingesetzt. Neben der erfolgreichen Durchführung zahlreicher Projekte wurden die Bemühungen des ATLANTIS-Teams im Jahr 2011 auch mit dem Forschungspreis für Simulation und Modellierung des Landes Steiermark gewürdigt.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, T: +43(0)316873-7900, F: +43(0)316873-7910, stigler@tugraz.at, www.IEE.TUGraz.at

² Siemens AG Österreich, Energy Sector, T: +43 (0)51707 63117, F: +43 (0)51707 59661, christoph.hc.huber@siemens.com, www.siemens.at

Überblick über den aktuellen Entwicklungsstand

Die Simulationsumgebung ATLANTIS unterliegt einer ständigen Weiterentwicklung und Verbesserung hinsichtlich der eingesetzten Modelle. Jährlich werden einzelne Module verbessert oder neue Module hinzugefügt, um den Funktionsumfang zu erweitern. Auch die vorhandenen Datenbanken werden kontinuierlich erweitert, aktualisiert und im Detaillierungsgrad erhöht und.

Datenbanken

Die Simulationsumgebung ATLANTIS verfügt über umfangreiche Datenbanken für das kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem (ENTSO-E CE). Diese umfassen derzeit

- 26 Staaten der Regionalgruppe „Kontinentaleuropa“ der ENTSO-E (ehemals UCTE);
- Mehr als 9.900 Datensätze zu Bestandskraftwerken in der Datenbank (weitere knapp 13.000 Projekte und aggregierte erneuerbare Erzeugung für Szenarien bis 2050, siehe Abbildung 1);
- 30 Kraftwerkstypen mit Wirkungsgraden, spezifischen Kosten, CO₂-Emissionsfaktoren, etc.;
- 15 Brennstofftypen je Land, wovon jeder einer eigenen Preisentwicklung folgen kann;
- Rund 2.800 Netzknoten der Spannungsebenen 400 kV und 230 kV (sowie Abbildung der Netzebene 3 wenn systemrelevant);
- Mehr als 6.000 Leitungen, Transformatoren und Phasenschieber des 400/230 kV Übertragungsnetzes inkl. HVDC- und für den Lastfluss relevante 110-150 kV Leitungen (inkl. rund 970 Leitungsprojekten entsprechen ENTSO-E 10 Year Network Development Plan, siehe Abbildung 2);
- Ca. 100 Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen mit den für die nominalwirtschaftliche Simulation wesentlichen Daten wie Anlagenspiegel, Personalaufwand, Kundenanzahl etc.

Weiters sind in der Datenbank Informationen über Eigenschaften erneuerbarer Energien, geografische Zuordnung, technische Verfügbarkeiten von Erzeugungseinheiten und andere Kraftwerkparameter, mögliche Lernkurvenparameter für zukünftige Investitionskosten, Bedarf an Systemdienstleistungen, Parameter für Engpassmanagement (NTC), Zukunftsszenarien für Verbrauch mit unterschiedlichen Lastgängen u.v.a.m. enthalten.

Die Datenbanken erlauben Simulationen im Zeitraum 2006 bis 2050, wodurch neben der Untersuchung zukünftiger Entwicklungen auch eine Kalibrierung und Validierung anhand historischer Daten für den Zeitraum von 2006 bis 2011 ermöglicht wird.

Die Charakteristik der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist für Windkraft, Sonnenenergie und Kleinwasserkraft basierend auf monatlichen Erwartungswerten für jede NUTS2-Region eigens hinterlegt, für alle großen Laufwasserkraftwerke wurden monatliche Erwartungswerte der Erzeugung aus historischen Abflussdaten standortscharf modelliert. Die Simulation der Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen erfolgt ebenfalls auf monatlicher Basis basierend auf monatlichen Heizgradtagen für jede NUTS2-Ebene.

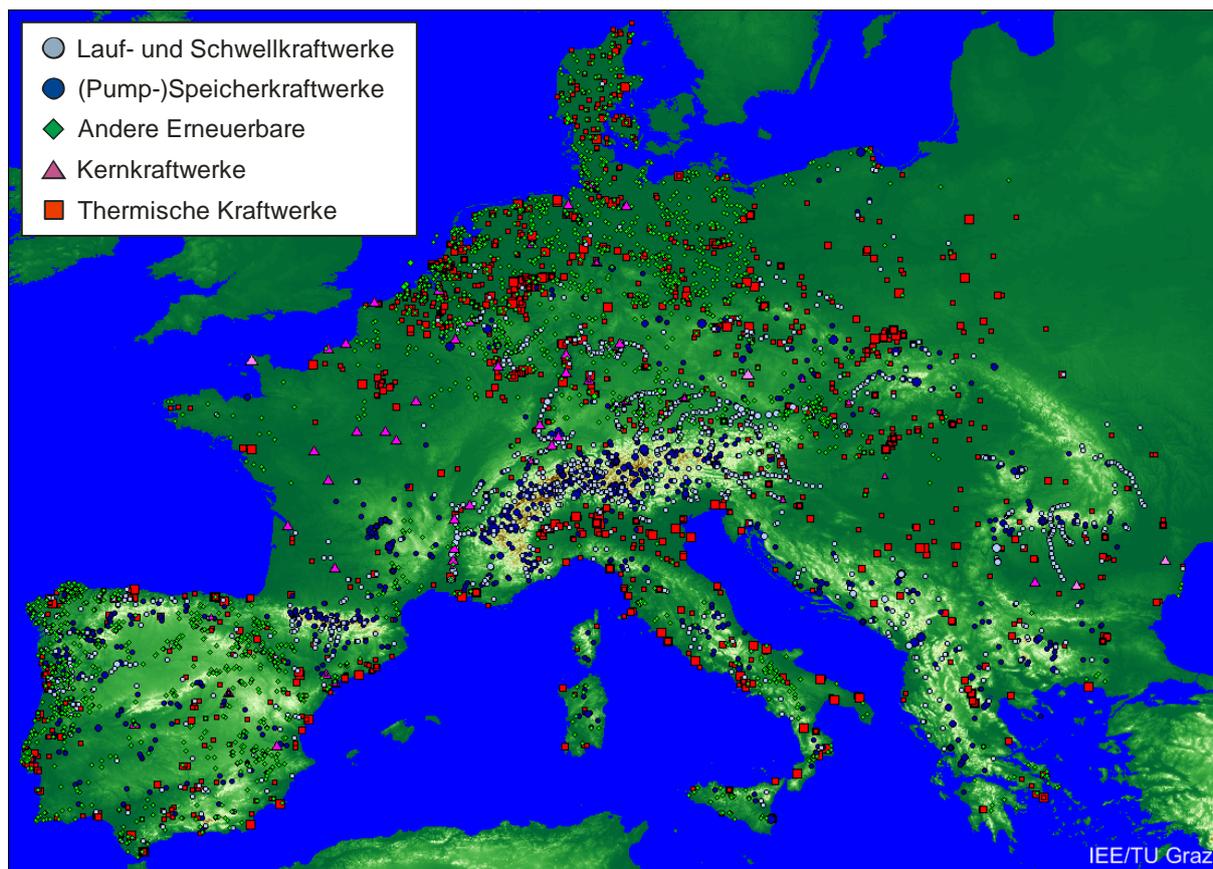


Abbildung 1: Im Simulationsmodell ATLANTIS abgebildeter Kraftwerkspark

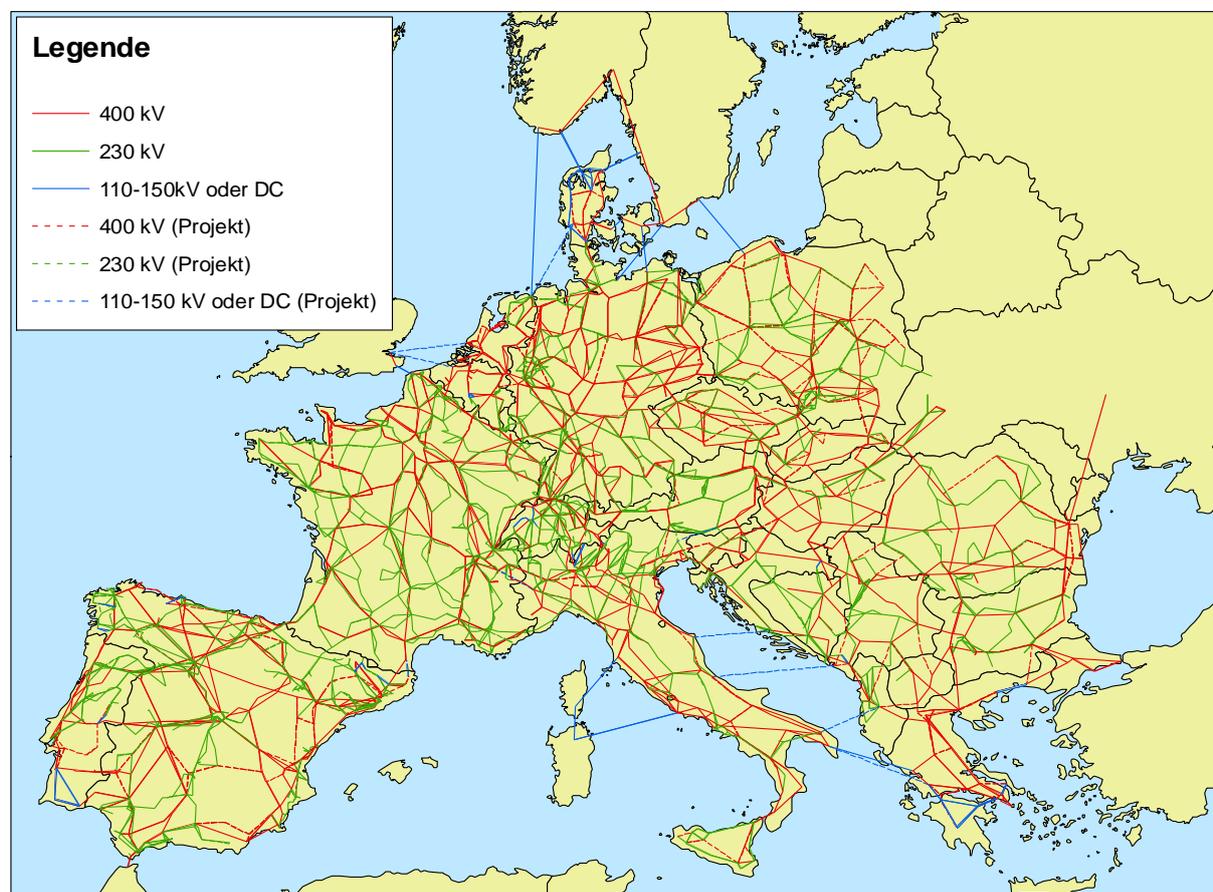


Abbildung 2: Im Simulationsmodell ATLANTIS hinterlegtes Höchstspannungsnetz

unterschiedlichen Netzknoten zugeordnet werden. Diese werden durch ein Übertragungsnetz verbunden, welches in Regelzonen unterteilt ist. Zwischen den Regelzonen sind wirtschaftliche Handelslimits in Form von NTCs gegeben. Das Übertragungsnetz definiert somit die wesentlichsten technischen Randbedingungen für den Kraftwerkseinsatz. Jede Regelzone stellt ein Marktgebiet mit einem einheitlichen Zonenpreis dar, welcher mittels eines NTC-basierten Market Coupling Modells für das gesamte Simulationsgebiet (ENTSO-E CE) berechnet wird. Aufgrund von Netzengpässen erforderlicher Redispatch hat keinen Einfluss auf den Marktpreis. Die Redispatchkosten werden, wie aktuell in der Praxis gehandhabt, den Netzkosten zugerechnet.

Abbildung 4 zeigt ein Blockfließbild der Standardvariante des Simulationsablaufs. Die bereits erwähnte Datenbank dient als Basis für die simulierten Szenarien. Dementsprechend werden in den Szenariodefinitionen das Untersuchungsgebiet und die vorgegebenen Randbedingungen definiert. Dazu zählen z.B. die zukünftige Entwicklung von Brennstoffkosten, Bedarfszuwachs, Wirtschaftswachstum, Leitungsausbauprojekte, politische Vorgaben wie Emissionshandel u.v.a.m. Nachdem die Ziele und Randbedingungen eines Szenarios festgelegt wurden, beginnt der eigentliche Simulationsablauf.

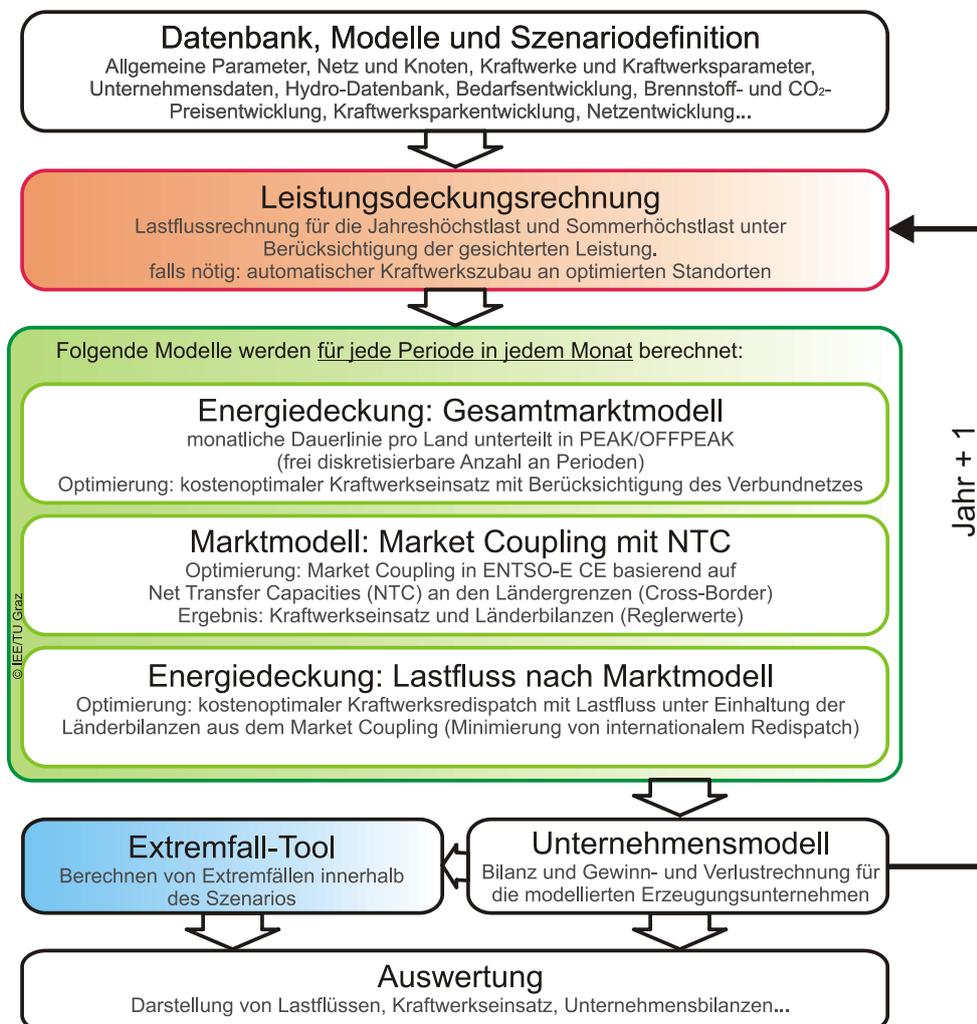


Abbildung 4: Blockfließbild des Simulationsmodells ATLANTIS

Die Simulation basiert auf einer monatlichen Basis, wobei jedes Monat in mindestens eine Peak- und eine Offpeak-Periode unterteilt wird. Eine weitere Unterteilung der Perioden ist möglich, in der Regel sind mindestens vier Perioden pro Monat als sinnvolle Untergrenze anzusehen.

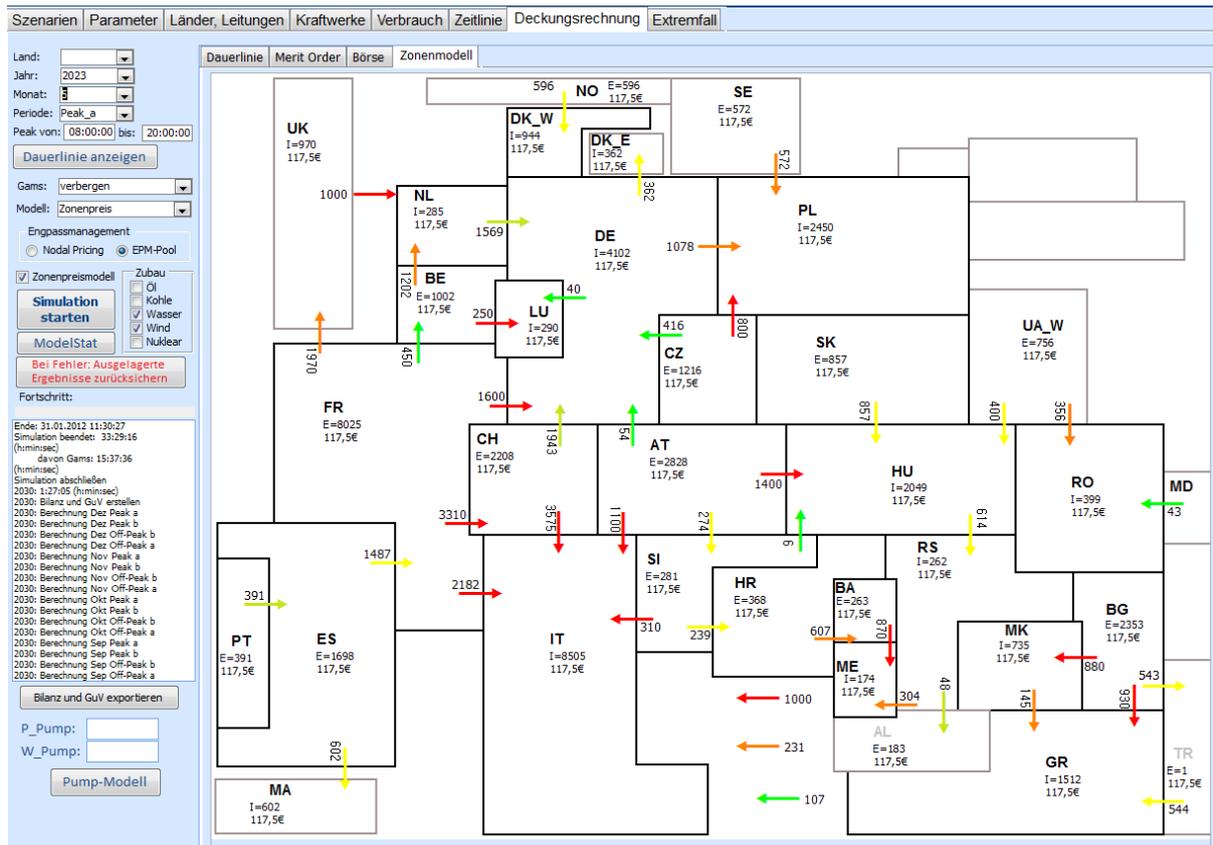


Abbildung 5: Snapshot der ATLANTIS-Benutzeroberfläche mit der Anzeige von Handelsflüssen gemäß NTC-basiertem Market Coupling Modell

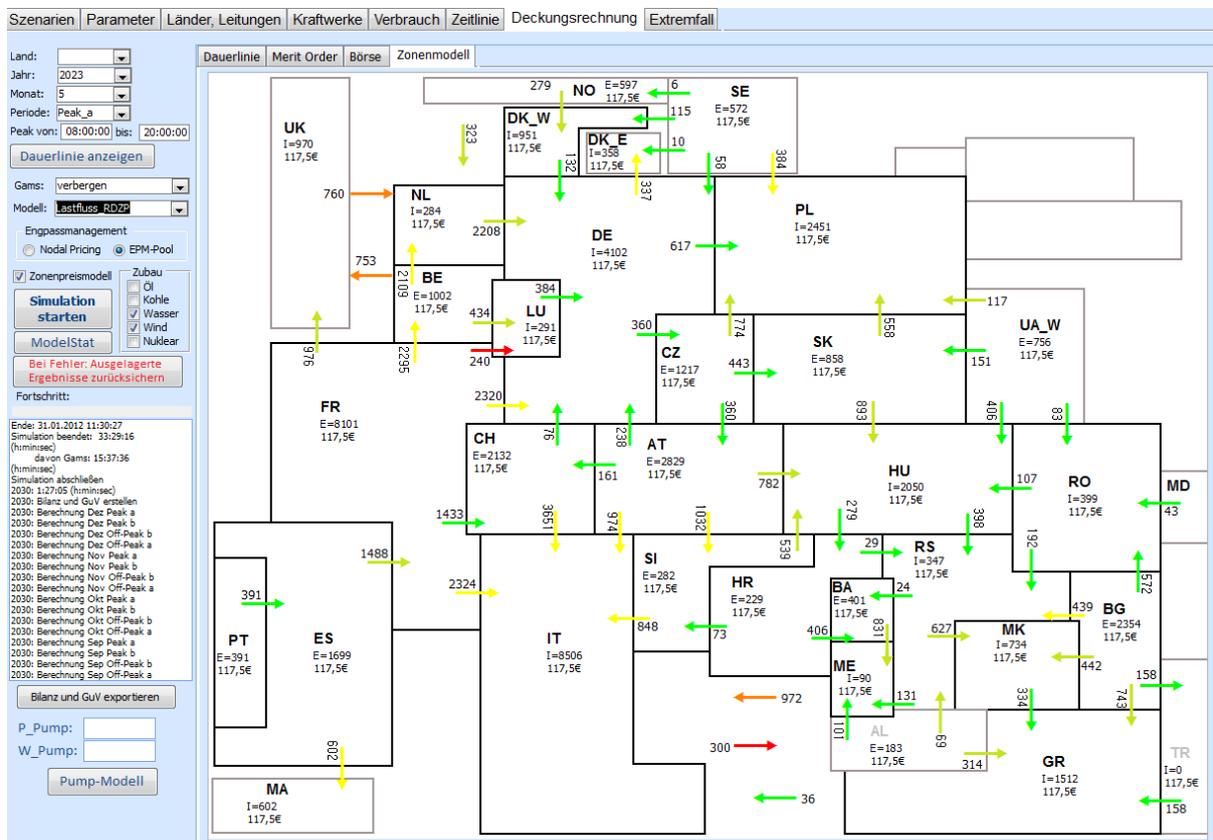


Abbildung 6: Snapshot der ATLANTIS-Benutzeroberfläche mit der Anzeige von physikalischen Lastflüssen gemäß DC-Lastfluss Modell mit Redispatch

Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der winterlichen Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. Dabei werden über eine DC-Lastflussrechnung auch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten sowie Netzengpässe berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Charakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im Sommer durchgeführt. Ergibt die Deckungsrechnung, dass nicht alle Netzknoten zu den Spitzenzeiten ausreichend versorgt werden können, so schlägt der Algorithmus den Zubau von Kraftwerken an geeigneten Stellen im Netz vor, um diese Versorgungsengpässe beseitigen zu können. Alternativ kann in derartigen Fällen oftmals auch ein Netzausbau Abhilfe schaffen.

Anschließend erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach wirtschaftlichen Kriterien, wobei der Großhandelsmarkt durch nationale Strombörsen und internationales Market Coupling unter Berücksichtigung vorgegebener NTC-Werte simuliert wird (Abbildung 5). Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes (Redispatch) vorgenommen werden muss, um Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen.

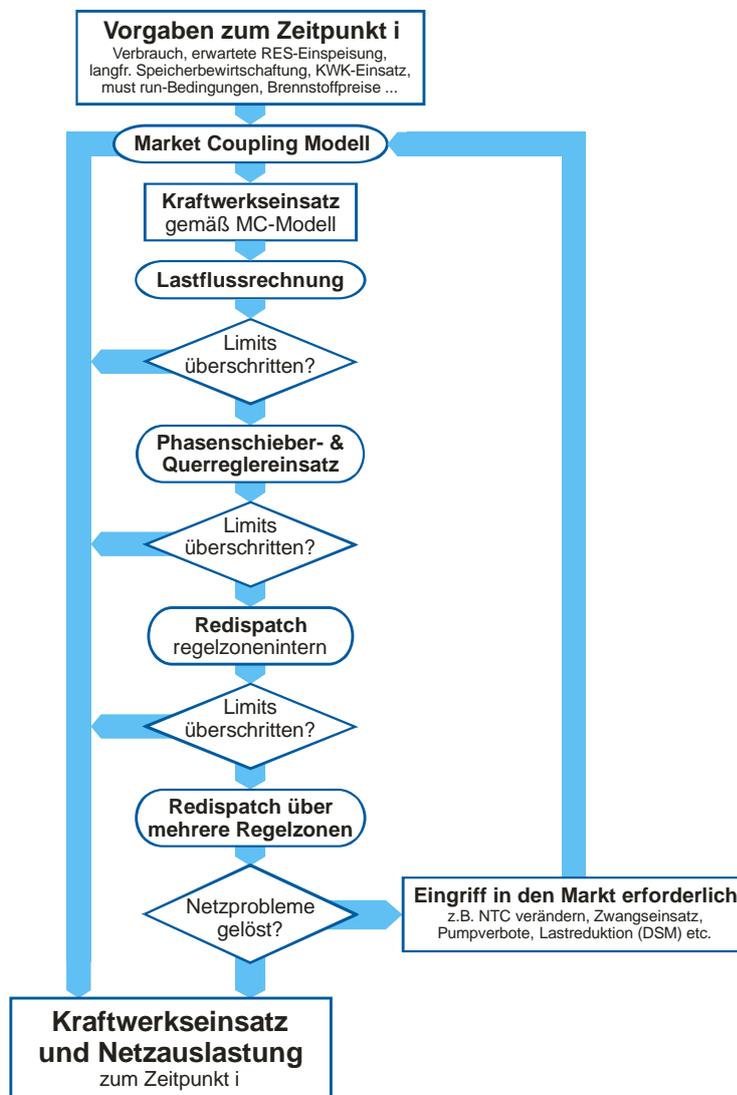


Abbildung 7 gibt einen Überblick über eine mögliche Vorgehensweise zur Sicherstellung der Einhaltung aller Netzrestriktionen durch Veränderung des Kraftwerkseinsatzes.

Nach diesem Schritt stehen der tatsächliche Kraftwerkseinsatz und die Austauschsalen und Reglerwerte der einzelnen Regelzonen fest (Abbildung 6) und in der Folge können Brennstoffbedarf und CO₂-Emissionen je Kraftwerk berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der physikalischen Modelle wird für jedes Unternehmen oder für eine gesamte nationale Elektrizitätswirtschaft eine vereinfachte wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt, wodurch auch die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen von externen Einflüssen (Einbruch im Wirtschaftswachstum, Brennstoffpreisentwicklung etc.) oder von Unternehmensentscheidungen

(z.B. Kraftwerksausbaustrategien) errechnet werden können. Abschließend können Lastflüsse im Höchstspannungsnetz für alle simulierten Zeitpunkte visualisiert werden (Abbildung 8).

Abbildung 7: Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Standardvariante (Quelle: Gernot Nischler)

Nachdem am Ende eines simulierten Jahres die Jahresauswertung durchgeführt wurde, kann der Benutzer entscheiden, ob die Simulation für das nächste Jahr fortgesetzt wird oder ob ein oder mehrere Jahre mit anderen Randbedingungen (z.B. Netz- oder Kraftwerkszubau) erneut simuliert werden.

Aufbauend auf der Standardvariante mit monatlichen Basisperioden bzw. Basislastflüssen können je nach Aufgabenstellung, z.B. für Netzuntersuchungen Extremfälle frei definiert werden, bei denen zusätzliche Marktsimulationen und Lastflussrechnungen durchgeführt werden. Die Extremfälle berücksichtigen einerseits außergewöhnliche klimatische Situationen wie Verbrauchsanstieg durch Kälte oder Variabilität in der Einspeisung erneuerbarer Energieträger (Wasser, Wind, Sonne) und andererseits Ausfälle oder Leistungsreduktionen von Kraftwerken bzw. Netzelementen.

Beispiele für derartige Extremfälle könnten sein:

- sehr trockener und kalter Winter mit Windstille (Abendspitze),
- Starkwindsituation am Pfingstfeiertag mit hoher Wasserführung,
- Tag der deutschen Einheit in Kombination mit einer Starkwindsituation in Nordeuropa,
- Ausfall oder Wartung wichtiger Leitungselemente,
- streikbedingter Ausfall mehrerer großer Erzeugungsanlagen in Nachbarländern,
- trockener Sommer mit Ausfall thermischer Erzeugung aufgrund Kühlwassermangels u.v.a.m.

Mit der beschriebenen Vorgehensweise können zielführend kritische Situationen für das Übertragungsnetz oder die Leistungsdeckung generiert und überprüft werden.

Neben der Standardsimulation und deren möglichen Nebenvarianten existieren weitere Modelle, welche zur Datenvorbereitung, Ergebnisinterpretation oder Weiterverarbeitung von Resultaten eingesetzt werden können, u.a.

- Modelle zur Bestimmung der zu erwartenden monatlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien basierend auf historischen Klimamessdaten;
- ein ökonometrisches Modell für die Entwicklung europäischer Brennstoffpreise für die Stromerzeugung auf nationaler Basis;
- ein Input-Output-Modell zur Berechnung von volkswirtschaftlichen Wirkungen von Investitionen in Energieinfrastrukturen.

Daneben kann auch auf Modelle für alternative Berechnungsmethoden wie Simulationen auf stündlicher Basis, unterschiedliche Speichereinsatzstrategien oder alternative Marktmodelle zurückgegriffen werden.

Visualisierung der Ergebnisse

Aufgrund der generierten Datenmenge ist eine anschauliche Darstellung der Simulationsergebnisse von hoher Bedeutung. Für die Auswertung und Darstellung der Ergebnisse kann auf umfangreiche Visualisierungstools für Leitungsauslastung und Kraftwerkseinsatz, Dauerlinien, Merit Order Kurven, Börsen, Bilanzierung von Unternehmen oder Übersichtsgrafiken für Stromhandel und Lieferungen über Staatsgrenzen zurückgegriffen werden, wobei auch eine Ausgabe für GIS-basierte Programme wie ArcGIS® (Abbildung 9) oder auch GoogleEarth® (Abbildung 10) erfolgen kann.

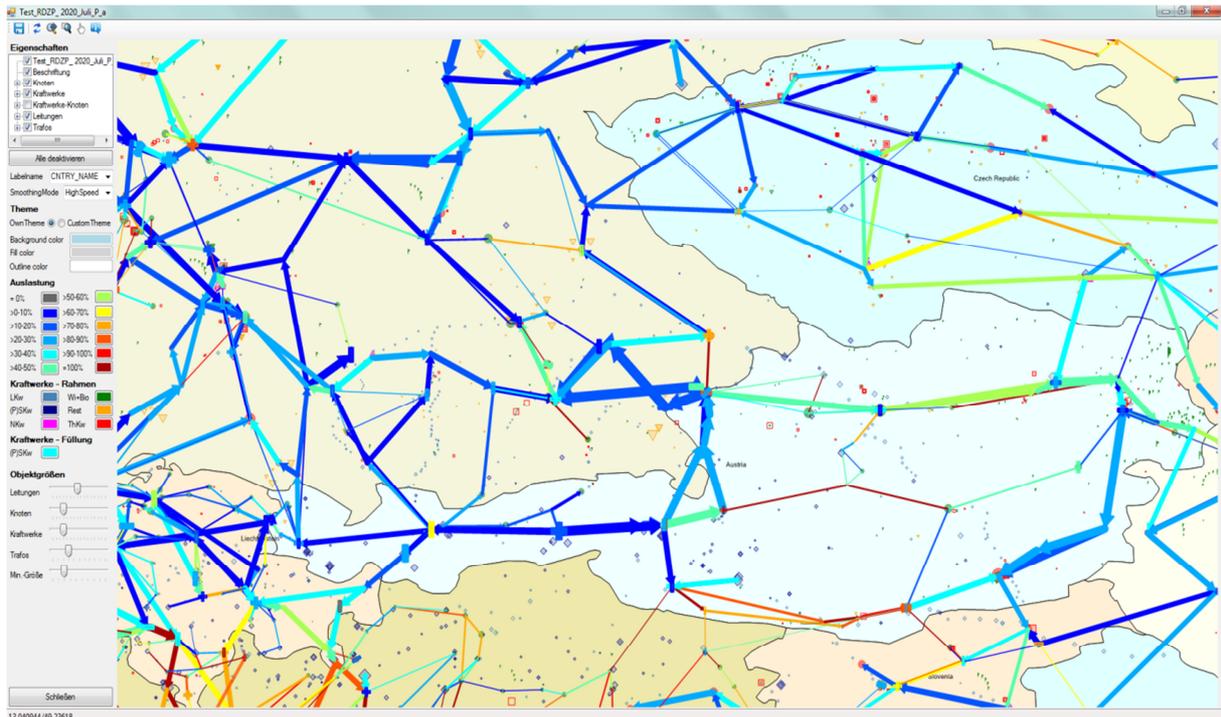


Abbildung 8: Visualisierung von Kraftwerken sowie der Auslastung von Netzelementen im Höchstspannungsnetz gemäß DC-Lastfluss-Modell mit Redispatch. Die Dicke der Leitungen entspricht der maximalen thermischen Belastbarkeit, die Farbe gibt die Auslastung an. (blau ... geringe Leitungsauslastung, rot ... sehr hohe Leitungsauslastung)

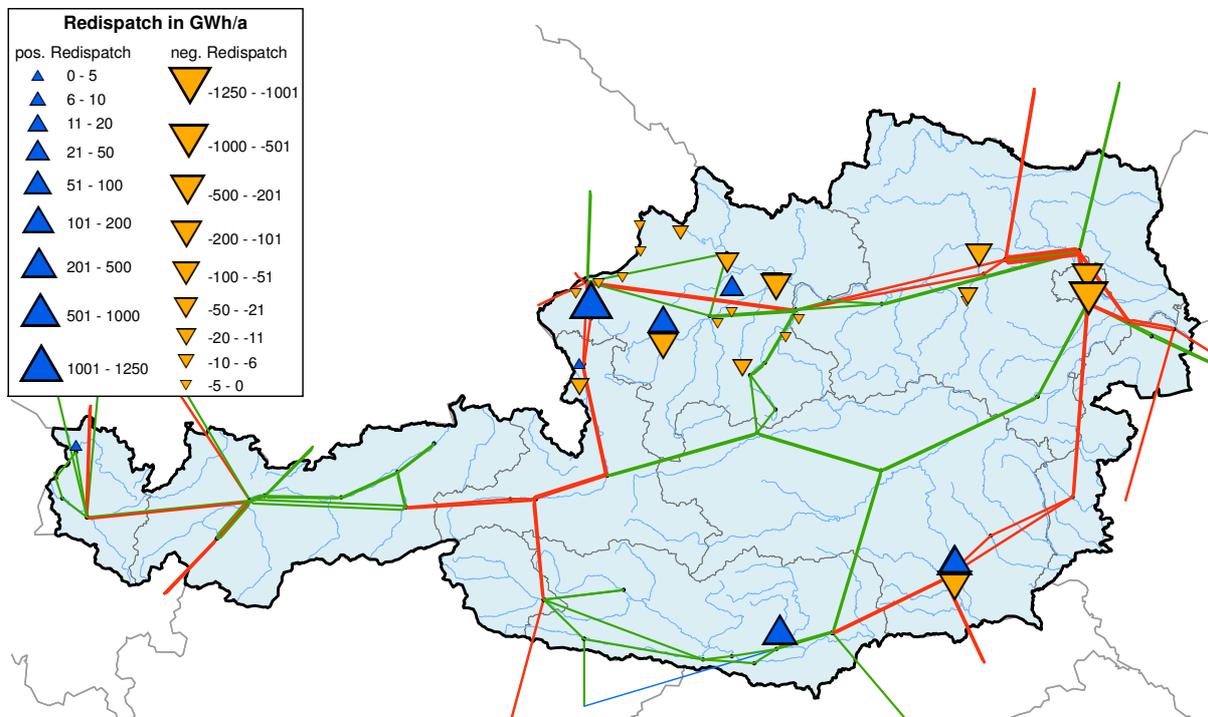


Abbildung 9: Beispielhafte Visualisierung des hypothetischen Redispatch-Aufwands zur Behebung von Netzengpässen im 220 kV Netz für eine untersuchte Netztopologie und Kraftwerksausbauvariante im Jahr 2034. (Quelle: Gernot Nischler)

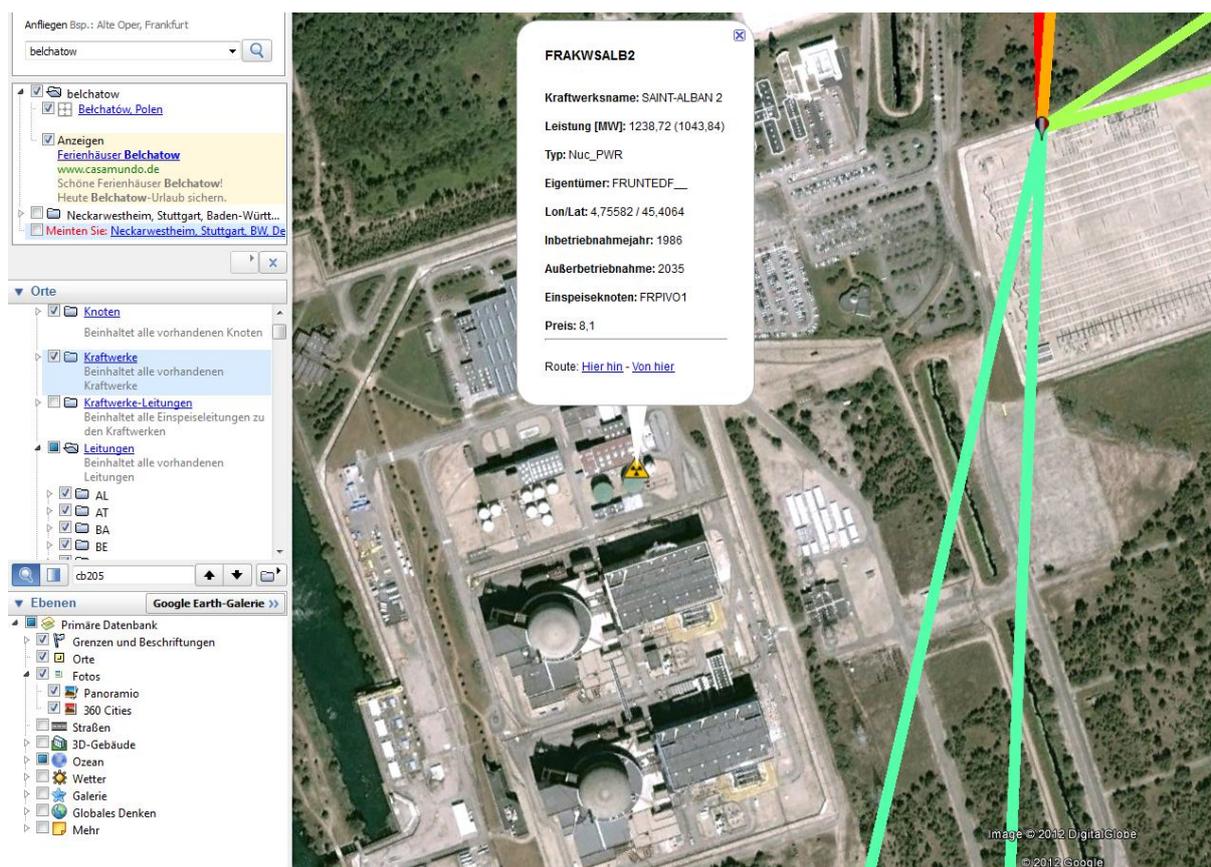


Abbildung 10: Export von Simulationsergebnissen (Kraftwerkseinsatz, Lastflüsse) nach Google Earth®. Beispiel KKW Saint Alban 1 und 2 (EDF, Frankreich) mit 400 kV Schaltfeld. (Quelle: Google, eigene Erweiterungen)

Weiterentwicklungen

In mehreren Projekten wird parallel an der Weiterentwicklung des Modellpakets gearbeitet, dadurch kann eine ständige Aktualisierung der Datensätze und Modelle gewährleistet werden. Die Erweiterung der Datenbanken um die Systeme der britischen Inseln sowie des Nordpools wird im ersten Quartal 2012 abgeschlossen sein. Für die ständige Aktualisierung der Datenbanken wird jährlich mindestens ein Personenjahr an Arbeitskapazität eingeplant.

Zur Erweiterung des Funktionsumfangs wird derzeit an folgenden Themen intensiv gearbeitet:

- Volkswirtschaftliches Input-Output-Modell als Überbau zur Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft;
- Verbesserung der Speichereinsatzmodellierung;
- Neue Methoden für grenzüberschreitendes Engpassmanagement, wie z.B. Market Coupling mit PTDF-Matrizen;
- Module zur Simulation innovativer Marktssysteme wie der Kapazitätsbepreisung und deren Auswirkungen auf Strommärkte und Konsumenten.
- Neben der wissenschaftlichen Weiterentwicklung ist auch die Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit und der grafischen Darstellungsformen (z.B. bei GIS basierenden Grafiken) ein weiteres Entwicklungsziel.
- Veränderung der Lastganglinien unter vorgegebenen Netzknoten durch Demand Response (bzw. PDSM) Maßnahmen.

Die aktuell in der Testphase befindliche Version ATLANTIS 3.0 hat erstmalig ein Variantenmanagement, eine erweiterte Datenkonsistenzprüfung und Schnittstellen zu volkswirtschaftlichen Modellen integriert.

Mittelfristig sind zusätzliche Weiterentwicklungen geplant, welche sich an den Forschungszielen des Instituts orientieren, u.a.

- Zukünftige Marktmodelle (Kapazitätsmärkte, innovative Engpassmanagementmethoden etc.) und deren volkswirtschaftlichen Auswirkungen;
- Abbildung der Primärenergieverfügbarkeit und des Primärenergietransportes (Gas- und Ölleitungen, Bahnnetze, Häfen) und Auswirkungen auf lokale Brennstoffpreise;
- Koordinierte Ausbauplanung für Netze und Erzeugungsanlagen;
- Mögliche neue Übertragungstechnologien (HVDC, Supergrids, u.a.);
- Verbesserte Berücksichtigung der Stochastik von Erzeugung und Bedarf und der Elastizität des Bedarfs;
- Modellierung und Simulation von Märkten für Systemdienstleistungen;
- Jahres-Kraftwerkseinsatzoptimierung;
- Schnittstellen zu kommerziellen Softwarepaketen für Lastflussrechnungen.

Weitere interessante Ideen zur Weiterentwicklung des Systems ergeben sich regelmäßig aus der Zusammenarbeit mit Partnern aus Elektrizitätswirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung.

Vorgesehene Nutzenanwendungen

Eine sehr hohe Priorität wird am Institut für Elektrizitätswirtschaft dem Einsatz der Simulationsumgebung zur „**Dry run**“-**Simulation von Szenarien der Marktsystementwicklung** (EU Emissionshandelssystem, capacity credits, PDSM etc.) beigemessen, um mittel- und langfristige Auswirkungen von Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen bzw. Regulierungsentscheidungen quantifizieren zu können. Durch derartige Vorab-Wirkungsanalysen können Fehlentwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft und damit verbundene Kosten, welche im europäischen Maßstab mehrere Milliarden Euro betragen können, vermieden werden.

Generell liegt der Fokus der heutigen und zukünftigen Systemanwendung in der Analyse und Darstellung der **Gesamtsystemzusammenhänge** in der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Eine sehr interessante Aufgabe ist in diesem Zusammenhang die **Quantifizierung der Auswirkungen des Baus neuer Übertragungsleitungen** hinsichtlich Erzeugungskosteneinsparung, vermiedener Treibhausgasemissionen oder zusätzlich ermöglichter erneuerbarer Einspeisung (vgl. [7]).

Durch den Kernkraftausstieg in einigen europäischen Staaten sowie den generellen Anstieg des Anteils erneuerbarer Technologien am Erzeugungsmix werden **Untersuchungen der Versorgungssicherheit** immer wichtiger. Mit Hilfe der Simulationsumgebung ATLANTIS können zur Gewährleistung eines gewünschten Versorgungssicherheitsniveaus erforderliche Investitionen in den Kraftwerkspark auf Netzknotenebene ermittelt werden. (vgl. [3, 4])

Durch die Simulation eines „Szenarioraums“ aus mehreren konsistenten Zukunftsszenarien können für Unternehmen aus der Branche die Auswirkungen von **Unternehmensentscheidungen**, wie z.B. der Errichtung neuer Kraftwerke, auf die Bilanzentwicklung und Wettbewerbsfähigkeit simuliert werden. Auch der Einfluss von Brennstoffpreisentwicklungen oder des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Strommärkte und Eigenwirtschaftlichkeitspreise kann auf diese Weise untersucht werden. Durch Analysen dieser Art kann die Identifizierung von **robusten Unternehmensstrategien** für die Elektrizitätswirtschaft erleichtert werden.

Praktische Anwendungsfälle der letzten Jahre

Durch die modulare und transparente Struktur der ATLANTIS-Simulationsumgebung ist eine Anpassung an neue Projektaufgaben rasch und einfach möglich. Die Adaptierung an neue Fragestellungen gewährleistet zugleich eine ständige Aktualisierung der Modelle und Datensätze. In den letzten eineinhalb Jahren wurden u.a. folgende Fragestellungen aus der europäischen Elektrizitätswirtschaft untersucht:

APG Masterplan 2030 – Die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes der Austrian Power Grid AG (seit 2010, in Arbeit)

Es wurden die zukünftigen Anforderungen an das Höchstspannungsnetz der APG analysiert. Dazu wurden drei Szenarien erstellt, welche hinsichtlich Entwicklung von Verbrauch, Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie Kraftwerkspark im Netz der ENTSO-E CE konsistent sind. Für die Modellierung der zukünftigen Netzentwicklung wurde der TYNDP2010 von ENTSO-E herangezogen. Zusätzlich zu den Referenzrechnungen (Szenarien) werden für die Zeithorizonte 2015, 2020, 2025 und 2030 kritische Extremsituationen für das österreichische Übertragungsnetz simuliert und Sensitivitätsrechnungen zu ausgewählten Lastfällen durchgeführt. Die Ergebnisse bilden die Basis für erweiterte Lastflussrechnungen durch APG. Daraus lassen sich robuste Strategien für die zukünftige Entwicklung des österreichischen Verbundnetzes ableiten. (vgl. [6])

Studie über den Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf die Netzinfrastruktur der Schweiz (seit 2011, in Arbeit)

In der Studie werden die Auswirkungen von sieben unterschiedlichen Varianten bzgl. Stromaufbringung und Verbrauchsentwicklung in der Schweiz bis 2035 untersucht. Jeder Variante werden zwei Netzausbaustufen hinterlegt. Die Simulationen erlauben Wenn-Dann-Aussagen über die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen, wobei auftretende Netzengpässe, Netzausbauerfordernisse, Möglichkeiten und Kosten der Lastflussbeeinflussung, der erforderliche Regelleistungsbedarf, die Entwicklung der Stromerzeugungskosten sowie die Treibhausgas-Emissionen betrachtet werden. (vgl. [8])

Gutachten zur Errichtung neuer Höchstspannungsleitungen (2011, bzw. laufend)

In zwei Arbeiten wurden für verschiedene Projekte die Auswirkungen der Errichtung neuer Höchstspannungsleitungen auf das österreichische sowie das gesamteuropäische Elektrizitätssystem untersucht. Beantwortet werden die Fragen, ob durch die Leitungserrichtung CO₂-Einsparungen sowie eine effizientere Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem erreicht werden können. Zudem erfolgt eine Gegenüberstellung der Einsparungen im Kraftwerksbetrieb versus die Errichtungskosten der neuen Leitung und eine Darstellung der Auswirkungen auf die Strommärkte. Zusätzlich werden die regional- und volkswirtschaftlichen Wirkungen des Leitungsbaues untersucht. Die Berechnungen erfolgen dabei unter Einsatz eines volkswirtschaftlichen Input-Output-Modelles.

Studie über den Einfluss des Kraftwerks Murstufes Graz auf die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (2011)

Für das geplante KW Murstufes Graz wurden die Auswirkungen der Inbetriebnahme auf den österreichischen bzw. kontinentaleuropäischen Kraftwerkspark ermittelt. Der Fokus lag auf der Quantifizierung der erreichbaren CO₂-Einsparungen aus der Stromerzeugung.

Weitere aktuelle Arbeiten

untersuchen z.B. die Auswirkungen des Klimawandels bis 2050 auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft unter Zuhilfenahme volkswirtschaftlicher Modelle oder mögliche durch die Einführung der Elektromobilität auftretende Effekte, wobei vor allem die Entwicklung der CO₂-Emissionen und Endkundenpreise von Interesse ist.

Literatur

- [1] Gutschi et al.: *Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe*, 21st World Energy Congress, Montréal, Canada, 12.-16. September 2010.
- [2] Gutschi C., Bachhiesl U., Huber C. et al.: *ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030*, Elektrotechnik & Informationstechnik (2009) 126/12: 438–448.
- [3] Schüppel A., Gutschi C., Stigler H.: *Einfluss dargebotsabhängiger Stromerzeugung auf die Strommärkte*, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU-Wien, 16.-18. Feb. 2011, 2011
- [4] Fath J., Schüppel A., Gutschi C., Stigler H.: *Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks*, 7. Internat. Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), 2011.
- [5] Fussi A., Schüppel A., Gutschi C., Stigler H.: *Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten*, 7. Int. Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), 2011.
- [6] Reich C., Gutschi C., Nischler G., Nacht T., Stigler H.: *Szenarienanalysen für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG*, 12. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 2012.
- [7] Nischler G., Bachhiesl U., Stigler H.: *Nutzen von Verbundleitungen*, 12. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 2012.
- [8] Nacht T., Gutschi C., Nischler G., Stigler H.: *Auswirkungen unterschiedlicher Stromangebotsvarianten auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft*, 12. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 2012.