



Bewertung zukünftiger Strommärkte

Neue Modellierungswerkzeuge | Forschungsgruppen der ETH Zürich und der Universität Basel kombinieren in einem SNF-Projekt Bottom-up- und Top-down-Ansätze, um zukünftige Strommärkte modellieren zu können.

TEXT JARED B. GARRISON ET AL.

Die Strommärkte der Zukunft müssen neu gestaltet werden, um den höheren Flexibilitätsanforderungen erneuerbarer Energieträger Rechnung tragen zu können. Das Projekt «Assessing Future Electricity Markets» (Afem) des Energy Science Center der ETH Zürich beurteilt die zukünftige Entwicklung des Schweizer Strommarkts hinsichtlich zeitlicher und örtlicher Gegebenheiten sowohl auf Schweizer Ebene als auch im europäischen Kontext. Mögliche zukünftige Strommärkte werden im Hinblick auf ihre Leistungsfähigkeit und ihre Verein-

barkeit mit der Schweizer Energiestrategie 2050 (ES2050) bewertet.

Alternativen und ihre Potenzial

Das Hauptziel des Forschungsprojekts Afem ist das Aufzeigen von alternativen Marktdesigns und deren Beurteilung bezüglich ihres Potenzials zur Zielerreichung der Energiestrategie. Afem untersucht die wirtschaftliche und technische Machbarkeit, erneuerbare Energieträger in das vorhandene System zu integrieren. Dabei muss berücksichtigt werden, dass das heutige Marktdesign im Hinblick auf die

Energiestrategie 2050 gegebenenfalls nicht zu den richtigen Investmentanreizen für erneuerbare Energieträger führt. Um zukünftige Marktdesigns untersuchen zu können, wird mit Afem ein integriertes Modellierungswerkzeug entwickelt, welches technische und ökonomische Modelle vereinigt. Folgende drei Hauptfragen sollen beantwortet werden:

- Wie werden sich der Schweizer und der europäische Strommarkt entwickeln, wenn der heutige Marktmechanismus (Strommarkt, Regelenergiemarkt) beibehalten wird?

- Wie wird sich der Markt ausprägen, wenn zusätzliche Marktkomponenten wie zum Beispiel Kapazitätsmärkte eingeführt werden?
- Wie müssen zukünftige Marktmodelle gestaltet werden, um richtige Investmentanreize (zum Beispiel Flexibilitätsmärkte) für einen effizienten, dekarbonisierten Energiesektor schaffen zu können?

Die Beantwortung der ersten zwei Fragen umfasst die Analyse des aktuellen europäischen Strommarktdesigns, in der mögliche Nachteile quantifiziert werden, die den heutigen Aufbau und bereits diskutierte Erweiterungen (zum Beispiel Kapazitätsmärkte oder Kapazitätzahlungen) betreffen. Zur Modellierung des Verhaltens einzelner Marktteilnehmer werden entsprechende Annahmen und Vereinfachungen gemacht, um die Problemkomplexität auf ein angemessenes Mass zu reduzieren.

Zur Beantwortung der dritten Frage werden neue Marktmodelle entwickelt, die das Verhalten zukünftiger elektrischer Versorgungssysteme mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieträger beschreiben. Die hohe Variabilität in der Produktion vor allem von Photovoltaiksystemen und Windgeneratoren verursacht erhebliche dynamische Lastschwankungen im Energienetz. Die entwickelten Modelle aus Afem müssen diesen dynamischen Verlauf berücksichtigen, um beispielsweise das Verhalten eines vorgeschlagenen Flexibilitätsmarkts oder anderer Marktdesigns untersuchen zu können. Solch ein Markt würde die dynamische Anpassungsfähigkeit von flexiblen Kraftwerken (zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke) und den Einsatz von Lastmanagement oder Energiespeichern (zum Beispiel Batterien, Power-to-Gas oder Elektromobilität) berücksichtigen. Die vorgeschlagenen Marktmodelle werden hinsichtlich der Energie- und Klimaziele der Energiestrategie 2050 vom Bundesamt für Energie (BFE) evaluiert.

Bottom-up- und Top-down-Modelle werden kombiniert

Um diese Fragen zu beantworten, wurde eine Methode entwickelt, welche Bottom-up- (fundamentale beziehungsweise technische) und Top-down- (makroökonomische) Modelle kombiniert. Die Modellierung des

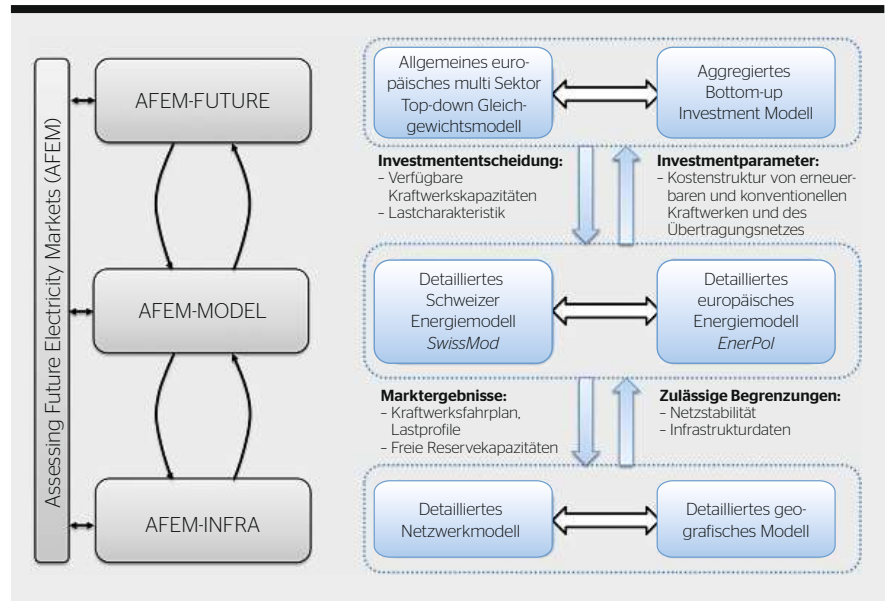


Bild 1 Afem-Modellierungsumgebung und -Projektstruktur.



Bild 2 Solares Einstrahlungspotenzial auf Dachflächen.

Gesamtsystems (Energieerzeugung und -verbrauch, Netze und Märkte) umfasst den europäischen Raum, so dass die Auswirkungen auf die Schweiz berücksichtigt werden können. Die

sechs Projektpartner sind fünf Forschungsgruppen der ETH Zürich – das Energy Science Center (ESC), die Forschungsstelle Energienetze (FEN), das Institut für Kartografie und Geoinfor-

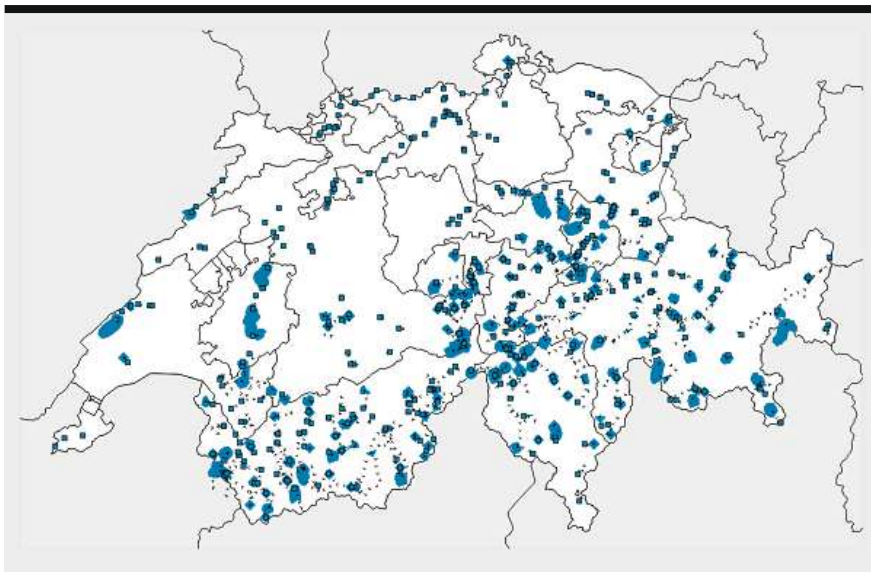


Bild 3 Benutzte Wasserkraftdaten im Afem-Modell (Wasserkraftwerke und Speicherseen).

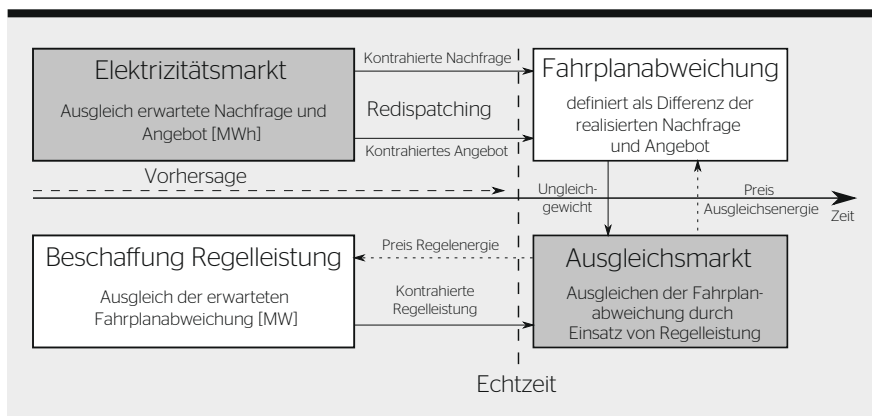


Bild 4 Schematischer Überblick über den Schweizer Stromgrosshandelsmarkt.

mation (IKG), das Laboratory for Energy Conversion (LEC) und das Center for Energy Policy and Economics (CEPE) – sowie die Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung (FoNEW) der Universität Basel.

Das Verbundprojekt Afem, welches vom Schweizer Nationalfonds (SNF) mittels des Nationalen Forschungsprogrammes NFP-70 gefördert wird, besteht aus drei Unterprojekten: «Infrastructure for Future Electricity Markets» (Afem-Infra), «Combining Electricity Models» (Afem-Model) und «Future Electricity Market Models» (Afem-Future) (**Bild 1**). Diese Projektstruktur erlaubt, die Forschungsfragen in zusammenhängender Weise zu bearbeiten, in der Hoffnung, Empfehlungen für die Schweizer und die europäische Energie- und Klimapolitik erarbeiten zu können.

Einheitliche und durchgängige Modellierungsumgebung

Im Rahmen des Afem-Projektes wird eine einheitliche und durchgängige Modellierungsumgebung entwickelt, welche eine makroökonomische Analyse (Afem-Future), ein marktbasierendes Energiebeschaffungs- und Verteilungsmodell (Afem-Infra) sowie ein detailliertes Netzmodell (Afem-Infra) mit einer präzisen Auswertung von erneuerbaren Energieträgerpotenzialen (ebenfalls Afem-Infra) miteinander kombiniert.

Durch das einheitliche Konzept, verschiedene Forschungsfelder interdisziplinär zu verbinden, kann diese Umgebung die relevanten Zusammenhänge besser darstellen und daher bessere mögliche Lösungen für die strommarkt-politischen Herausforderungen zur Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energieträgern untersuchen. Die

Modelle werden ermöglichen, abzuschätzen, inwieweit neue Strommärkte Anreize für Investments von neuen Kapazitäten schaffen können und welche zeitliche und örtliche Flexibilität der Energieträger benötigt wird, um den erneuerbaren Anteil zu erhöhen. **Bild 1** zeigt die Projektstruktur innerhalb von Afem.

Afem-Infra gibt Aufschluss über die notwendigen technologischen Eingabegrenzen (zum Beispiel Netzinfrastuktur, Produktion und Verbrauch, Versorgungssicherheit). Diese Eingaben werden im Afem-Modell zur Modellierung des Strommarkts genutzt. Die Preissignale werden dann im makroökonomischen Modell von Afem-Future weiterverarbeitet, um die Investmentanreize zu bewerten. Die Resultate der Investmententscheidungen werden zur Justierung des Bottom-up-Modells an das Afem-Modell zurückgegeben. Afem-Infra bewertet die Ergebnisse dieser Modelle (Marktergebnisse), kalibriert das System und berechnet die Regelleistungsreserve. Zudem wird eine optimierte Netzausbauplanung analysiert. Somit stellen die drei beschriebenen Unterprojekte ein ganzheitliches Modell zur Beurteilung zukünftiger Strommärkte dar.

Die enge Zusammenarbeit zwischen den drei Unterprojekten ist zentral für die Entwicklung eines erfolgreichen integrierten Modellrahmens. Der Schwerpunkt wurde bisher auf die Beschreibung der Schnittstellen zwischen den Modellen gelegt, welche den notwendigen Austausch von Input- und Output-Daten innerhalb der Multi-Modell-Simulation ermöglicht. Das Projekt startete im Januar 2015 und wird im Dezember 2018 abgeschlossen.

Infrastruktur für künftige Energiemärkte

Das Subprojekt Afem-Infra nutzt geografische Informationssysteme (GIS) sowohl zur Bestimmung und Optimierung des Wind- und Solarpotenzials als auch zur Optimierung der Trassenplanung für den Leitungsausbau in der Schweiz. Ebenfalls wird ein Wettervorhersage-Tool benutzt, um hochaufgelöst erneuerbare Potenziale für andere europäische Länder zu bestimmen. Afem-Infra nutzt zudem ein umfassendes dynamisches Netzmodell von Swissgrid, um sowohl die Versorgungssicherheit und die Zuverlässig-

keit der Netzinfrastruktur als auch den Bedarf von zusätzlichen flexiblen Kraftwerken und von Netzausbauten zu beurteilen.

Zur Beurteilung der Wind- und Photovoltaikproduktion werden GIS verwendet, welche geografische und anthropologische Parameter berücksichtigt. Somit können zum Beispiel verfügbare Dachflächen für PV-Module (**Bild 2**) bestimmt werden. Als Novum wird zur Bestimmung von Windpotenzialen beziehungsweise passender Regionen für den Windausbau ein Optimierungsprozess angewendet, welcher die örtliche Verteilung der Windgeschwindigkeitscharakteristik und die Topografie miteinbezieht.

Aufgrund detaillierter Simulationen sind die erlangten stündlichen Produktionsprofile der erneuerbaren Energiequellen nicht nur konsistent über den europäischen Kontinent, sondern auch zwischen den Energieträgern (zum Beispiel Wind gegenüber Solar). Folglich weisen die Leistungsprofile eine realistische Variabilität auf, womit letztlich aussagekräftige Schlussfolgerungen getroffen werden können.

Gewichtung aufgrund statistischer Methoden

Die optimalen Trassen potenzieller neuer Hochspannungsleitungen wurden mit Hilfe einer Multi-Kriterium-Entscheidungsanalyse (MCDA) bestimmt. Hier wurde ein einfaches additives Gewichtungsverfahren angewandt, welches eine Kostenfläche durch Gewichtung verschiedener geografischer Kriterien berechnet. Der Hauptunterschied zwischen dem vorgeschlagenen Verfahren und dem heutigen Standard liegt darin, dass bei einer MCDA normalerweise die Gewichtung von Expertenwissen bestimmt wird. In diesem Projekt wurde eine robuste statistische Methode entwickelt, die automatisch die Gewichtung bestimmt, so dass subjektive Entscheidungen in der Planung vermieden werden.

Im Projekt wurde eine neue Methode entwickelt, die ermöglicht, die Regelenergiereserve bei einer hohen PV- und Winderzeugung zu ermitteln. Der gewählte Ansatz kann die notwendige Flexibilität bestimmen, die die zusätzliche Unsicherheit aus der PV- und Windeinspeisung ausgleicht, um das Energienetz stabil und zuverlässig zu

betreiben. Ebenfalls kann festgestellt werden, ob bei erhöhter Flexibilität konventionelle Kraftwerkskapazitäten benötigt werden.

Durch die Kombination aus DC-Lastflussberechnungen und einem AC-Sicherheits- und Regelenergie reservemodell ist es gelungen, den Wissensstand für Studien mit einer grossflächigen erneuerbaren Integration zu vergrössern. Die N-1-Sicherheitsüberprüfung, basierend auf einer optimalen AC-Lastflussberechnung, gibt Aufschluss über die Auswirkung des Ausbaus erneuerbarer Energiequellen auf die Leitungsbeanspruchung, auf die Spannungsabweichungen und auf den Leitungsausbaubedarf. Des Weiteren kann mit der vorgestellten Methode berechnet werden, ob im Falle eines extremen Systemengpasses der Bedarf zusätzlicher Flexibilität ausreicht, um das Netz stabil zu halten.

Technologie und Markt werden zusammen betrachtet

Der Hauptfokus von Afem-Model liegt auf der Simulation von kurzfristigen Strommärkten. Folglich verbindet Afem-Model die detaillierte technische Perspektive aus dem Unterprojekt Afem-Infra mit der aggregierten Marktperspektive von Afem-Future. Afem-Model beinhaltet eine methodische und eine sachbezogene Zielsetzung. Der methodische Teil verbindet auf der einen Seite langfristige Investmententscheidungen mit kurzzeitigen Marktvorgängen. Auf der anderen Seite liefert er die Ergebnisse der kurzzeitigen Bewirtschaftung mit den technischen Sicherheitskriterien. Dies bedingt, dass die Lücken sowohl zwischen Makro- und Mikroökonomie zum einen als auch zwischen der Ökonomie und der technischen Welt zum anderen überbrückt werden müssen. Der sachbezogene Teil wird Ergebnisse für verschiedene Marktentwürfe liefern, welche die Charakteristika saisonaler (Wasserkraft) sowie kurzzeitiger (erneuerbare Energiequellen) Erzeuger miteinbeziehen. Das erfordert wiederum, dass diese Verflechtungen nur über verschiedene Zeitskalen in den Märkten (Day-Ahead, Intra-Day, und Regelenergiemärkte) abstrahiert werden können.

Gemäss dem grundsätzlichen Modellaufbau wurden die Modell-Schnittstellen zwischen Afem-Infra

und Afem-Future definiert (**Bild 1**). Das Ziel von Afem-Model ist die Erfassung des Verhaltens von kurzzeitigen Strommarktvorgängen auf das Stromnetz. Zur Lösung dieser Aufgabe muss die Netzinfrastruktur wie installierte Leistung und Lastanforderungen, abgeleitet aus den Investmentberechnungen aus dem Unterprojekt Afem-Future, spezifiziert werden. Die kurzzeitigen Vorgänge werden durch das Zusammenwirken der verschiedenen Märkte (Day-Ahead und Intra-Day), die Koordination zwischen den Nachbarländern und deren Grenzkapazitäten sowie durch den Regelenergiemarkt abgebildet. Um mögliche Markteffizienzverbesserungen (zum Beispiel zeitliche Regulierung des Regelenergiemarktes) auffinden zu können, sollen des Weiteren neue Marktkonzepte evaluiert werden.

Im ersten Entwurfsschritt wurde das Swissmod-Modell als Vorlage zur Erstellung eines jährlichen Bewirtschaftungsmodells mit stündlich aufgelösten Wasserkraftfahrplänen für das Schweizer System erstellt. Das Modell wurde auf 550 Wasserwerkknöten, welche 200 Speicherseen beinhalten, mit deren jeweiligen monatlichen Zuflüssen erweitert. Daraus sind 419 Wasserkraftwerke mit 110 Wasserkraftwerkskaskaden kombiniert (**Bild 3**). In gleicher Weise wurden die Modelle Swissmod und Enerpol zusammengeführt, um eine einheitliche Repräsentation des Schweizer Übertragungsnetzes zu erhalten. Abschliessend wurde aus dem Enerpol-Modell eine aggregierte Repräsentation europäischer Nachbarländer erzeugt.

Modelle für künftige Energiemärkte

Das Hauptziel von Afem-Future ist die Bestimmung und die Bewertung der Leistungsfähigkeit von alternativen Entwürfen zukünftiger Strommärkte. Ebenfalls soll untersucht werden, ob die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 unter Beibehaltung des heutigen Marktdesigns gewährleistet ist.

Afem-Future hat eine grundlegende Untersuchung des heutigen Schweizer Stromgrosshandelsmarktes durchgeführt, um ein besseres Verständnis der Details des Marktumfeldes zu bekommen und Verbesserungen für zukünf-

tige Marktentwürfe ableiten zu können. Weiterhin legt ein grundlegendes Verständnis heutiger Marktstrukturen die theoretische und konzeptionelle Basis für die nachfolgende Modellierung des Schweizer Strommarktes. **Bild 4** zeigt einen konzeptionellen Überblick über die allgemeinen Marktmechanismen im Schweizer Strom-grosshandelsmarkt. Nähere Einzelheiten über den Grosshandelsmarkt sind im entsprechenden Arbeitspapier [1] dokumentiert.

Afem-Future hat die Entwicklung des makroökonomischen Simulationsmodells auf Länderebene für Europa (inklusive der Schweiz) abgeschlossen. Eine Studie, die eine detaillierte Beschreibung der neuen Simulationsmethode enthält, wurde in einer Fachzeitschrift zur Veröffentlichung akzeptiert. [2]

Ausblick

Die Entwicklung der Schweizer Stromversorgung basiert auf komplexen Systemen, sowohl in der technischen als auch in der wirtschaftlichen Domäne. Der Komplexitätsgrad wird weiter zunehmen, wenn verstärkt dezentrale erneuerbare Energien ins System eingebunden werden. Mit den neuen Modellierungsansätzen können diese Systeme besser beschrieben werden, um die Beurteilung von Änderungen am Regulierungsrahmen besser evaluieren zu können. Die Forschung steht aber hier noch am Anfang, so dass auf Grund von Fallstudien die Effizienz dieser Modelle erst noch bewiesen werden muss.

Referenzen

- [1] J. Abrell, «The Swiss Wholesale Markets», Zürich, 2016.
 [2] J. Abrell and S. Rausch, «Cross-Country Electricity Trade, Renewable Energy and European Transmission Infrastructure Policy», Zürich, 2016.

Autoren

Dr. **Jared B. Garrison** ist Postdoctoral Researcher an der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich.
 → Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich, 8092 Zürich
 → garrison@fen.ethz.ch

Dr. **Jan Abrell** ist Senior Researcher am Chair for Economic/Energy Economics am Centre for Energy Policy and Economics der ETH Zürich.
 → Chair for Economic/Energy Economics am Centre for Energy Policy and Economics der ETH Zürich, 8092 Zürich
 → jabrell@ethz.ch

Jonas Savelsberg ist Ph. D. Student an der Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung der Universität Basel.
 → Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung der Universität Basel, 4002 Basel
 → jonas.savelsberg@unibas.ch

Dr. **Philipp Fortenbacher** ist Postdoctoral Researcher an der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich.
 → Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich, 8092 Zürich
 → fortенbacher@fen.ethz.ch

Dr. **Christian Schaffner** ist Leiter des Energy Science Center der ETH Zürich.
 → Energy Science Center der ETH Zürich, 8092 Zürich
 → schaffner@esc.ethz.ch

RÉSUMÉ

Évaluation de futurs marchés de l'électricité

Des approches de modélisation ascendantes et descendantes sont combinées pour pouvoir modéliser les marchés de l'électricité du futur.

Les marchés de l'électricité du futur doivent être réorganisés afin de pouvoir prendre en compte les exigences plus élevées posées par les sources d'énergie renouvelables en matière de flexibilité. Le projet «Assessing Future Electricity Markets» (Afem) lancé par l'Energy Science Center de l'EPFZ évalue l'évolution future du marché suisse de l'électricité pour ce qui est des données de temps et de lieu, tant à l'échelle suisse que dans le contexte européen. Les futurs marchés de l'électricité possibles sont évalués quant à leur efficacité et leur compatibilité avec la Stratégie énergétique 2050 (SE 2050) de la Suisse.

L'objectif principal du projet de recherche Afem est de présenter des conceptions de marché alternatives, ainsi que leur évaluation en fonction de leur potentiel à atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique. Le projet Afem étudie la faisabilité économique et technique d'intégrer les sources d'énergie renouvelables dans le système existant. Il faut

pour cela tenir compte du fait que, par rapport à la Stratégie énergétique 2050, la conception actuelle du marché ne donne pas toujours les incitations d'investissement correctes pour les sources d'énergie renouvelables. Pour pouvoir étudier les conceptions de marché futures, le projet Afem développe un outil de modélisation intégré qui associe les modèles techniques et économiques.

L'évolution de l'approvisionnement suisse en électricité se base sur des systèmes complexes, à la fois dans les domaines techniques et économiques. Le degré de complexité va continuer d'augmenter si les énergies renouvelables décentralisées sont davantage intégrées dans le système. Grâce aux nouvelles approches de modélisation, ces systèmes peuvent être mieux décrits, de sorte à pouvoir mieux évaluer les modifications du cadre réglementaire. Mais la recherche en la matière n'en est encore qu'à ses débuts et l'efficacité de ces modèles sur la base d'études de cas reste encore à démontrer. **MR**