



VISION OF FUTURE ENERGY NETWORKS

Jahresbericht 2007

Autor und Koautoren	Klaus Fröhlich / Göran Andersson (M. Arnold, P. Favre-Perrod (Verfasser), M. Galus, F. Kienzle, M. Schulze)
Beauftragte Institution	ETH Zürich, Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie.
Adresse	Physikstrasse 3 ETL H26, 8092 Zürich
Telefon, E-mail, Internetadresse	044 632 27 77, fröhlich@eeh.ee.ethz.ch / www.eeh.ee.ethz.ch
BFE Projekt-/Vertrag-Nummer	100669 / 151068
BFE-Projektleiter	Thilo Krause
Dauer des Projekts (von – bis)	1. Juli 2004 bis 30. Juni 2008
Datum	30. November 2007

ZUSAMMENFASSUNG

Es wurden während dieses Berichtszeitraums Schwerpunkte auf folgende Themen gelegt:

- Investitionsstrategien für Systeme mit mehreren Energieträgern: Modellierung des Energy Hubs als Multi-Energie Portfolio.
- Dezentrale Lastflussberechnung für kombiniertes Gas und Strom System: erste Ansätze zur Anwendung dezentraler Regelstrukturen auf Hub-Systeme.
- Multi-Energieträger Übertragung: Entwicklung einer Prozedur zur Grobauslegung von Interconnector Systemen.
- Fallstudie Energy-Hub Baden: erste Modellierungsansätze für das betrachtete Untersuchungsgebiet.
- Zusammenarbeit mit einem ETH Projekt zur integrierten Modellierung von Verkehrs- und Energiesystemen.

Die Weiterentwicklung des Projekts (nächste Projektphase) wurde ebenfalls genauer definiert.

Ausgangslage

PROBLEMBESCHREIBUNG

Dezentrale und stochastische Energieerzeuger haben in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass die heutigen Netzstrukturen, Schutzprinzipien und Betriebskonzepte bei einer zu erwartenden weiteren Zunahme der Einspeisung aus stochastischen und dezentralen Quellen den zuverlässigen Netzbetrieb nicht mehr gewähren können. Die Gründe hierfür sind vielfältig: Umkehr der Lastflüsse im Verteilnetz, ungenügend vorhandene Regelleistung, usw. Lösungen für die grossflächige Integration von neuartigen Erzeuger werden daher gesucht.

Die gesellschaftlichen Erwartungen an die Energiebranche haben sich ebenfalls gewandelt: Die Versorgungssicherheit gilt als gewährleistet, bei Erweiterungen der Energienetze werden heute vielmehr der mögliche Einfluss auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit diskutiert. Wege zur nachhaltigen Gestaltung von Energienetzen sind hier gefragt.

Das Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie der ETH Zürich hat in diesem Zusammenhang das Projekt „Vision of Future Energy Networks“ (VoFEN) initiiert. Es werden neue Ansätze zu Gestaltung und Betrieb, sowie mögliche und nötige technologische Weiterentwicklungen untersucht, mit deren Hilfe künftige Netze den neuen Anforderungen gerecht werden können. Der betrachtete Zeithorizont liegt bewusst sehr weit in der Zukunft, d.h. 2050 und weiter.

LÖSUNGSANSATZ

Die „historisch“ bedingte Struktur der heutigen Energienetze, die erwarteten Vorteile der Integration verschiedener Energieträger in ein gemeinsames System (wie etwa Synergieeffekte in Gestaltung und Betrieb oder zusätzliche Redundanz) sowie der lange Zeithorizont der Studie legten einen „Grüne Wiese Ansatz“ nahe. Es wurde ein System vorgeschlagen, unter der Annahme, dass beim Aufbau des Energiesystems keine existierende Infrastruktur vorhanden ist (Das System wird also auf einer grünen Wiese aufgestellt). Dies ist in einer theoretisch orientierten Studie sinnvoll, weil somit Einflüsse der heutigen Praxis ausgeblendet werden können.

Zu Beginn der Studie wurde eine Netzstruktur definiert, die als Basis für weitere Modelle und Überlegungen verwendet wird (Abbildung 1). Das Energiesystem versorgt Verbraucher mit sämtlichen Energieformen (wie etwa Beispielhaft Strom, Wärme und chemische Energie, z.B. Erdgas). Dies Erfolgt über geeignete Schnittstellen, als Hub bezeichnet. Ebenfalls an den Hub angeschlossen sind erzeugende Netzteilnehmer. Demnach besteht ein Hub aus verschiedenen Energiewandler (Gasturbinen, Brenner, Brennstoffzellen, Leistungselektronik, Thermoelektrische Wandler, Elektrolyse Zellen, usw.), bzw. -speicher.

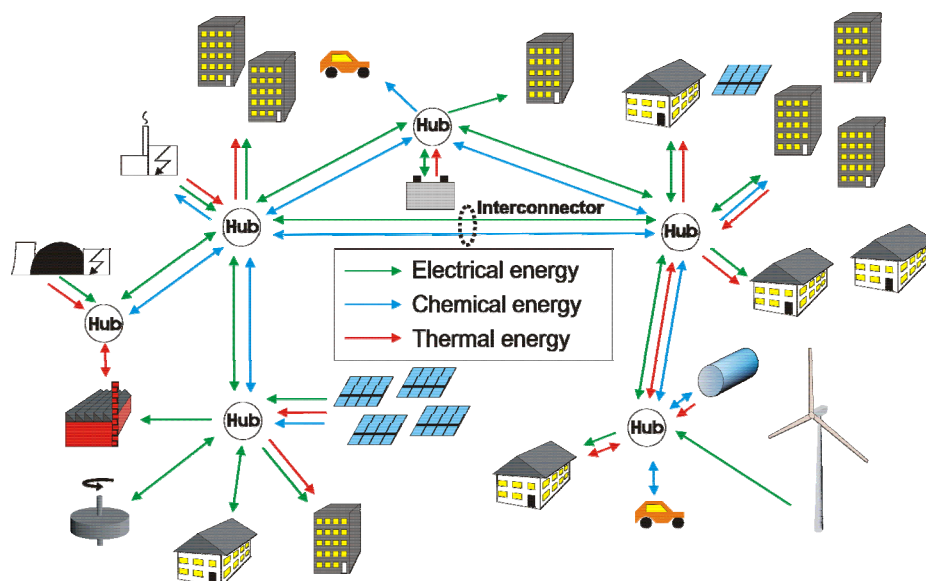


Abbildung 1: Die vorgeschlagene Struktur eines zukünftigen Energienetz dient als Ansatz für die Beschreibung und Modellierung von Energiespeicherungs-, -konversions- und -übertragungsprozessen.

In der Formulierung und Ausarbeitung des Projekts sollen stets die Besonderen Merkmale des Projekts im Vordergrund stehen. Dies grenzt das Projekt VoFEN von thematisch verwandten Vorhaben ab und garantiert dessen Innovativen Charakter. Diese Schwerpunkte sind:

- Der Grüne Wiese Ansatz: langfristige und unbeeinflusste Perspektive
- Das multi-Energieträger Netz: Berücksichtigung aller tatsächlichen Bedürfnisse (gemeint ist der Endverbrauch und nicht etwa der Bruttostromverbrauch) der Netzteilnehmer.
- Die Integration der verschiedenen Verkehrsteilnehmer (öffentlich oder privat) in das Netz als Lasten, Erzeuger oder Speicher.
- Der Schwerpunkt auf physikalische Modelle (im Gegensatz zu ökonomischen Ansätzen, oder „Kupferplatten“ Modellen, usw.)

STRUKTURIERUNG DES PROJEKTS

In [5] wurde der voraussichtliche Projektablauf skizziert. Dieser wurde den Erkenntnissen laufend angepasst. Der heutige Planungsstand ist in Abbildung 2 dargestellt. Seit 2004 sind drei Grundlagenarbeiten sowie eine technologieorientierte Arbeit am laufen. Zusammengefasst sind dies:

- Die Modellierung von Speichersystemen im Umfeld von stochastischen Erzeugern.
- Die Modellierung der multi-Energieflüsse im Energy Hub und in Hub Netzen.
- Die Modellierung der Zuverlässigkeit eines Systems mit gekoppelten Energieträgern.
- Die Untersuchung der Möglichkeiten zur gleichzeitigen Übertragung von mehreren Energieträgern in einer einzigen „Leitung“.

2007 hat die Vertiefung und Validierung des Projekts begonnen. Es wurden vier neue Arbeitspakete im Grundlagenbereich sowie zwei Fallstudien gestartet, beziehungsweise geplant. Auf die einzelnen in Bearbeitung stehenden Arbeitspakete wird im Folgenden detaillierter eingegangen.

Es wurde ebenfalls eine ETH interne Zusammenarbeit mit dem Projekt „Integrierte Modellierung von Energie- und Verkehrssystemen“ initiiert. Die Modelle des VoFEN Projekts lassen sich in dieser Thematik günstig anwenden, so dass durch die enge Zusammenarbeit eine gegenseitige Verstärkung bewirkt wird. Die Aktivitäten in diesem Projekt werden im Folgenden als „Partnerprojekt“ bezeichnet.

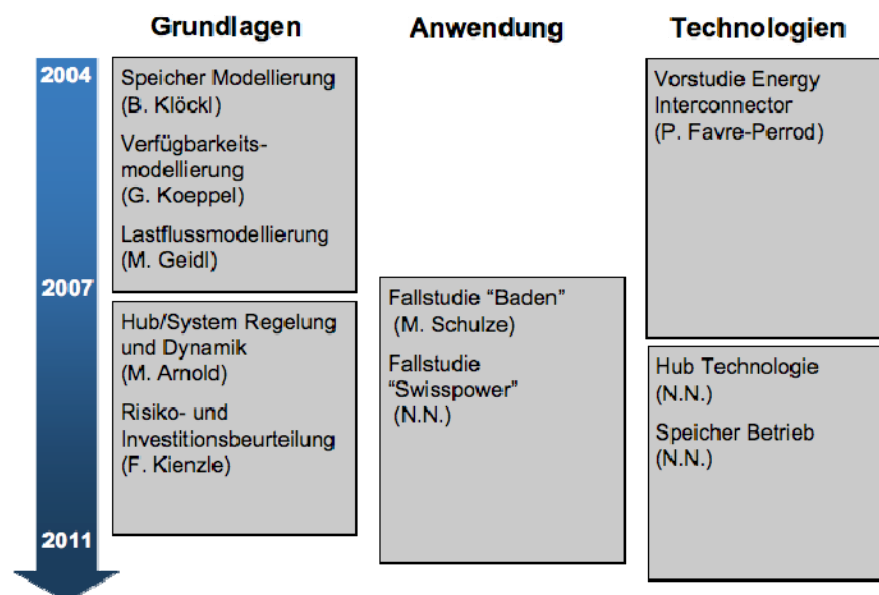


Abbildung 2: Aktuelle Strukturierung des Projekts. Erste Arbeitspakete im Bereich der Grundlagen sind kurz vor dem Abschluss.

BISHER DURCHGEFÜHRTE ARBEITEN

In den Jahren 2004 bis 2006 wurden die folgenden Pakete bearbeitet.

- Modellierung von Speichersystemen:

- Eine allgemeine, nur auf Energiefüllstände und Klemmenleistungen beruhende Beschreibung des Speicherverhaltens unter Berücksichtigung der dynamischen und statischen Verluste wurde vorgeschlagen.
- Eine Methode zur Beurteilung der Dimensionierung und Platzierung eines Energiespeichers mittels stochastischen Beschreibungen wurde entwickelt.
- Modellierung der Energieflüsse:
 - Eine systematische Beschreibung der Energieflussskopplungen im Energy hub wurde entwickelt.
 - Methoden zur Berechnung von Energieflüssen in Hub Netzwerken wurden entwickelt und in operativen und topologischen Optimierungsproblemen eingesetzt.
- Modellierung der Zuverlässigkeit:
 - Methoden zur Beschreibung der Zuverlässigkeit am Ausgang eines Hubs in Funktion der Zuverlässigkeit der angeschlossenen Netze und der Hub Komponenten wurden entwickelt.
- Energieübertragung:
 - Ein grundsätzlicher Vergleich der möglichen Kombinationen ergab, dass die vorzüglich zu untersuchende Variante die Kombinierte Übertragung von Strom und Gas ist (wobei thermische Energie am Ausgang der Leitung als „Abfallprodukt“ verfügbar wird).
 - Die Modellierung des kompressiblen nicht-isothermen Gasflusses im Interconnector wurde erledigt.

Vollständigere Informationen finden sich in [6] und auf der Projekt Homepage unter www.future-energy.ethz.ch.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

INVESTITIONSSTRATEGIEN FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Traditionelle Energieplanung, wie sie heute grösstenteils praktiziert wird, konzentriert sich darauf, die kostengünstigste Erzeugungsalternative zu bestimmen. Im heutigen, immer dynamischer und komplexer werdenden Umfeld ist es jedoch quasi unmöglich, die kostengünstigste Alternative für die nächsten 30 Jahre vorherzusagen. Die moderne Finanztheorie liefert bessere Werkzeuge für die Miteinbeziehung von Risiko- und Unsicherheitsfaktoren in die Planung [1]. In diesem Teil des Projekts werden solche Werkzeuge auf Systeme mit mehreren Energieträgern angewendet, um effiziente Investitionsstrategien für die Zukunft entwickeln zu können.

Am Beginn der Arbeit stand die Identifizierung von Risikofaktoren, die bei der langfristigen Planung von Energiesystemen eine Rolle spielen. Es wurde analysiert, welche Faktoren entscheidend für die anschliessende Modellierung sind und welche unter Umständen vernachlässigt werden können. Aus der Studie von diversen Veröffentlichungen ergab sich, dass vor allem die unsichere zukünftige Entwicklung der Preise von fossilen Primärenergieträgern die Investitionsentscheidung entscheidend beeinflusst. Politische Massnahmen, die zum Ziel haben, den CO₂-Austoss zu verringern und den Klimawandel abzuschwächen, werden den zukünftigen Preis einer emittierten Einheit CO₂ und damit auch den Preis einer produzierten Energieeinheit mitbestimmen. Die vorherrschende Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung dieser Massnahmen stellt einen weiteren entscheidenden Risikofaktor für die Investitionsplanung dar.

Der nächste Schritt bestand darin, ein Modellierungskonzept zu finden, welches diese Art von Risikofaktoren abbilden kann. In mehreren Publikationen, z.B. [1], [2] und [3], wurde die sogenannte „mean-variance portfolio theory“, die ursprünglich für die Optimierung von Aktienportfolios entwickelt wurde, auf den Energiesektor angewendet. Dieses Modellierungskonzept wurde sowohl für die Abbildung der oben beschriebenen Risikofaktoren als auch für eine Anwendung auf mehrere Energieträger als geeignet identifiziert.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wurde die „mean-variance portfolio theory“ auf das Konzept des Energy Hubs angewendet und die dafür notwendigen modellierungstechnischen Anpassungen vorgenommen. Das Resultat ist ein allgemeines Modell eines Energy Hubs als Multi-Energie-Portfolio, das mehrere

Ausgangsenergien wie Elektrizität, Wärme- und/oder Kälteleistung an seinem Ausgang zur Verfügung stellt. Mit diesem Modell ist es möglich, einen effizienten Mix aus Erzeugungstechnologien für einen bestimmten Bedarf an Ausgangsenergien zu bestimmen. Abbildung 3 veranschaulicht diesen Sachverhalt.

Für jede Kombination aus Ertrag und Risiko gibt die dreidimensionale Kurve den Anteil der Elektrizitätserzeugung an der gesamten Energieproduktion des Multi-Energie-Portfolios an. Für andere Ausgangsenergien wie z.B. Wärme- oder Kälteleistung kann die gleiche Art von Diagramm erstellt werden. Die Summe der einzelnen Energieanteile ist gleich 1 für jede Kombination aus Risiko und Ertrag. Mit Hilfe dieser Analyse kann der Planer eines Energieversorgungssystems, z.B. ein regionales Energieversorgungsunternehmen, eine effiziente Zusammenstellung seines Erzeugungsportfolios bestimmen.

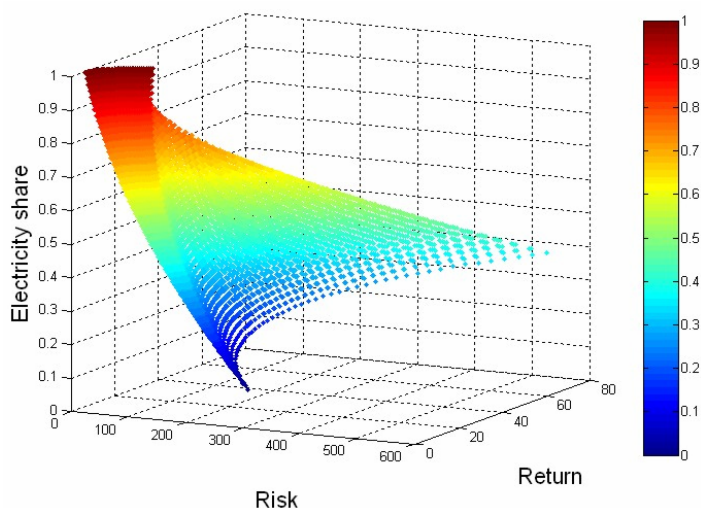


Abbildung 3: Elektrizitätsanteil an der gesamten Energieproduktion als Funktion von Risiko und Ertrag des Portfolios.

DEZENTRALE REGELUNG FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Die heutigen Energieinfrastrukturen werden häufig unabhängig voneinander optimiert und betrieben. Ziel dieses Teilprojektes ist es, mehrere Energieträger zusammen zu optimieren und deren Kopplungen und Interaktionen zu berücksichtigen. Als Basis dient ein allgemeiner Modellierungs- und Optimierungsansatz, welcher sich auf statische Modelle stützt. Die Optimierung sowohl eines einzigen Energy Hubs als auch eines Netzes von verbundenen Hubs wurde untersucht. Dabei wurden die einzelnen Hubs mittels einer zentralen Regelstruktur verwaltet [7].

Bei einer zentralen Regelung wird ein Optimierungsproblem, welche das ganze System miteinbezieht, von einem zentralen Koordinator gelöst. Dafür müssen viele Daten über lange Distanzen übertragen werden und es entstehen grosse Optimierungsprobleme, welche schwer zu lösen sind aufgrund rechnerischer Leistungen. Deshalb wurde eine dezentrale Regelung für ein Hub system implementiert. Betrachtet wird ein kombiniertes Strom und Gas -system, welches sich aus 3 Hubs zusammensetzt. Bei einer dezentralen Regelung wird das gesamte Optimierungsproblem aufgeteilt auf die einzelnen Hubs. Die Hubs lösen die Optimierung für ihren zuständigen Bereich selbständig voneinander, müssen sich aber untereinander koordinieren. Verschiedene Methoden wurden untersucht, um ein Optimierungsproblem auf kleinere Einheiten aufzuteilen. In [10] wurden zwei Methoden auf elektrische Energiessysteme angewendet und weiterentwickelt. Für einen kombinierten Strom und Gas Lastfluss wurde die Dekompositionsmethode in [4] angewendet, adaptiert und implementiert in [19]. Die Hubs erreichen dabei eine Koordination untereinander, indem sie bestimmte constraints von benachbarten Hubs in ihre Optimierung einbauen. Dafür müssen die Hubs Daten austauschen, aber nur in einer beschränkten Masse und nur zwischen direkt benachbarten Hubs.

In Abbildung 4 (links) ist der Aufbau des Systems gezeigt, welches sich aus drei identischen Hubs zusammensetzt. Die Hubs werden mit Strom und Gas versorgt und liefern Strom und Wärme am Ausgang. Für die interne Konvertierung beinhalten die Hubs eine CHP und Feuerungseinheit. Das Stromnetz beinhaltet drei Generatoren, Gas wird von einem angrenzenden Netzwerk importiert. Das System wird in drei Zuständigkeitsbereiche unterteilt, welche jeweils den Hub und die an ihn angrenzenden Busse enthalten. In Abbildung 4 rechts sind die Regelungsvariablen während des Koordinationsprozesses aufgezeigt. Die Generatoren passen sich ihren Produktionskosten an (G1: 1 p.u., G2, G3: 2

p.u.), d.h. G1 erhöht seine Produktion verglichen mit den anderen beiden Generatoren. Man bemerkt, dass alle Hubs ihre elektrische Last zuerst mit Gas (via CHP) versorgen wollen und ihre Stromproduktion vermindern. Nach einigen Iterationen erkennen die Hubs, dass es günstiger ist, die elektrischen Lasten auch via elektrische Inputs zu decken.

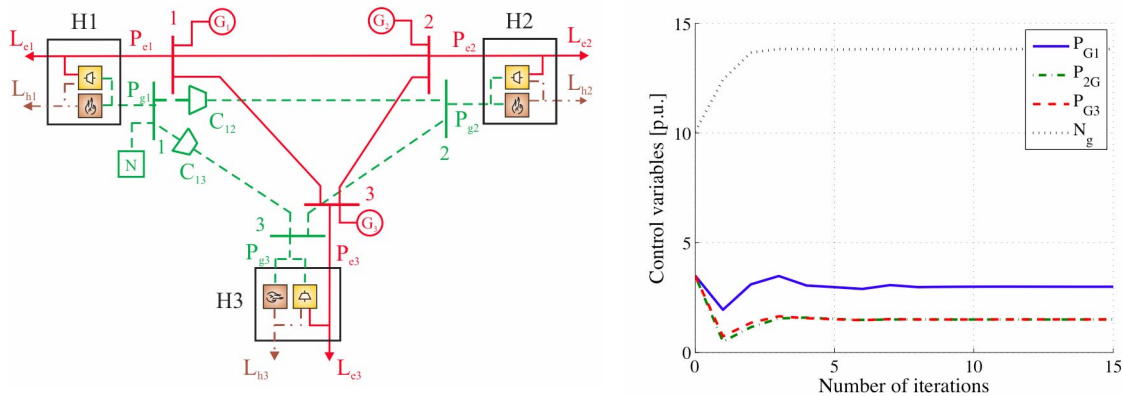


Abbildung 4: Links: Setup drei Hub System. Rechts: Regelungsvariablen, d.h. Generatoren Output und Gas Import.

MULTI-ENERGIETRÄGER ÜBERTRAGUNG

Die Hauptfrage in der Vorstudie zur kombinierten Übertragung von elektrischer und chemischer Energie mit anschliessender Abwärmenutzung ist die Entwicklung einer Layout Prozedur. Diese ist nötig um in späteren Projektschritten Szenarien mit und ohne kombinierter Übertragung abzuspielen. Da diese Idee neuartig ist, kann auf keine existierende „normenbasierte“ Prozedur zurückgegriffen werden.

Die in den ersten Projektjahren entwickelten Modelle konnten in einem ersten Schritt soweit vereinfacht werden, bis analytische Ausdrücke für die Leistungen am Interconnector Ein- und Ausgang hergeleitet werden konnten. Es ist jedoch nicht möglich die Dimensionen des Interconnectors (im Wesentlichen dessen Innenradius, maximale Übertragungsspannung und Leiterquerschnitt) direkt aus der Beschreibung der Applikation (Maximale Leistungen und Übertragungslänge) direkt abzuleiten. Die Auslegung eines Interconnectors stützt sich also auf Wachstumsgesetze bzgl. der Übertragungslänge sowie (abgespeicherte) numerische Berechnungen für eine willkürlich gewählte Basislänge. Somit ist es möglich ohne umständliche numerische Simulationen die Grobauslegung eines Interconnector Systems anzugeben. Dies ist für künftige topologische Optimierungen von Bedeutung.

Abschliessend konnten als Beispiel einige Applikationen (beschrieben durch chemische und elektrische Leistung sowie Übertragungslänge) betrachtet werden und die resultierende Interconnector Grobauslegung abgeleitet werden. Ein Beispiel ist in der Abbildung 5 gezeigt.

Das Arbeitspaket „Multi-Energieträger Übertragung“ ist somit bis auf das Verfassen der entsprechenden Dissertation abgeschlossen. Dem Gesamtprojekt werden Modelle, eine Layout Prozedur sowie erste Abschätzungen zur Grössenordnung des Energy Interconnectors weitergegeben.

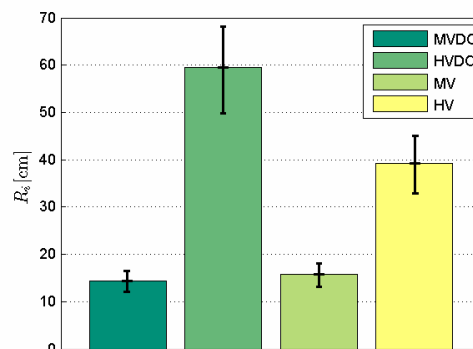


Abbildung 5: Illustrationsbeispiel für die Bewertung von „generischen“ Anwendungen. Der nötige Innendurchmesser des Methan-Interconnectors für verschiedene Applikationen. Die Fehlerbalken zeigen die Auswirkung einer 25% Variierung aller Beschreibungsgrössen der Applikation.

FALLSTUDIE ENERGIE-HUB BADEN

Die Vertragspartner für die Fallstudie Baden hatten, obwohl grundsätzlich positiv gestimmt, bis zuletzt Bedenken, was die Vertragsunterzeichnung und somit den finalen Projektstart auf Anfang September verzögert hat. Seit dem Start hat sich die Zusammenarbeit positiv entwickelt. In vielen Sitzungen zusammen mit Vertretern der Regionalwerke und des Kantonsspitals wurde zunächst das Untersuchungsgebiet abgegrenzt, die Wahl viel auf die Region Dättwil, und die Netzknoten geeignet verteilt. Dättwil ist als Fallstudie besonderes geeignet, da schon heute sowohl Erdgas als auch Fernwärme im Versorgungsgebiet zusätzlich zum Strom zur Verfügung steht. Berücksichtigt wurden für die Wahl der Netzknoten, so wie es im Sinne des Energy Hub Konzeptes gedacht war:

- Geographische Lage, d.h. eine gewisse räumliche Konzentration der inkludierten Elemente
- Homogenität in der Erzeugungs- bzw. Verbrauchscharakteristik
- Strategische und hierarchische Einordnung im bestehenden Netz

Die Anzahl der Netzknoten wurde für den Anfang auf 11 festgelegt (Abbildung 6). In vorangegangenen Projektteilen wurde zumeist mit 1 bis 3 Netzknoten gearbeitet. Somit ist die höher gewählte Anzahl auch eine Probe, ob die Optimierungsalgorithmen auch bei grösseren Problemstellungen konvergieren und wie dann die Rechenzeit ausfällt.

Der erste Knoten, welcher als Energy Hub modelliert wurde, ist das Kantonsspital Baden. Die Heizungsanlage vor Ort versorgt ausser dem Krankenhauseigenbedarf auch Teile der Wohnsiedlung in Dättwil. Ferner ist das Krankenhaus an das Erdgasfernleitungsnetz angeschlossen. Eine geplante Holzschnitzelanlage soll schon in naher Zukunft die bestehende Heizungsanlage ersetzen und wird dann auch eine Umwandlung von Gas in Strom und Wärme ermöglichen.

Auf das Kantonsspital konnten dann die Optimierungen multi-period optimal dispatch und multi-carrier optimal power flow angewandt werden. Somit können verschiedene Konfigurationen für die geplante Holzschnitzelanlage evaluiert werden und hinsichtlich ihres Einflusses auf die umgebende Netzstruktur verglichen werden. Aus der existierenden Vorstudie zum Energy Hub am Kantonsspital konnten bereits Aussagen bezüglich der Auswirkungen auf den Netzbetrieb abgeleitet werden. Detaillierte Ergebnisse für die Optimierungen stehen zum Zeitpunkt der Drucklegung noch nicht zur Verfügung.



Abbildung 6: Verteilungsmuster der Energy Hubs im Untersuchungsgebiet Dättwil

INTEGRIERTE MODELLIERUNG VON ENERGIE- UND VERKEHRSSYSTEMEN (PARTNERPROJEKT)

Das Projekt „Integrated Modelling of Energy and Transportation Systems“ beschäftigt sich mit einer zukünftigen Integration des individuellen Transportsektors in das bestehende Energiesystem. Die Schnittstelle beider Systeme sind Elektrische Autos sowie die, in letzter Zeit vermehrt erforschten, „Plug-In Hybrid Electric Vehicles“ (PHEV). Ziel des Projektes soll es sein die Auswirkungen einer weitflächigen Verbreitung solcher Systeme auf das derzeitige sowie zukünftige Energieversorgungssystem zu untersuchen. Dieses Projekt wurde im Rahmen eines Polyprojektes in Zusammenarbeit mit

D-BAUG, IVT und D-MAVT, LAV eingereicht. Aufgrund der stark hybriden Ausprägung, die auf Erkenntnissen aus der Transporttheorie, der Automobiltechnologie sowie der Energieversorgungstechnologie wird das Projekt die Forschungen aus diesen drei Bereichen zusammenführen. Basierend auf Erkenntnissen der jeweiligen anderen Bereiche werden Rückschlüsse auf die Technologien gezogen werden. Im Bereich der Energieversorgungssysteme werden hierbei folgende Schwerpunkte gelegt:

- Aufgrund der neuen Last, welche durch den Betrieb der PHEV resultiert, werden neue Lastkurven erwartet. Daher soll eine Analyse basierend auf Transport- und Automobiltechnologien Aufschluss über die zusätzliche Energienachfrage geben. Da fortgeschrittene Transportsystemanalysen auf der Agententheorie basieren, ist diese als Schnittschnelle von zentraler Bedeutung. Eine Erweiterung der Energy Hub Theorie für PHEV und ihre Versorgungsumgebung durch einen Agentenansatz wird angestrebt.
- Neue Lastmanagementmöglichkeiten sollen im Rahmen dieses Projektes ebenfalls untersucht werden, da durch die zusätzliche Nachfrage von Energie mit Engpässen bei der Versorgung zu rechnen ist. Netzseitige und generatorseitige Untersuchungen von eventuellen sind angedacht.
- Da für PHEV auch ein bidirektionaler Energiefluss in Betracht gezogen wird, sollen etwaige Auswirkungen auf die Energieversorgung untersucht werden. Durch eine hohe Penetration von PHEV im Markt kann ein großer Speicher im Energiesystem realisiert werden den es zu Nutzen gilt. Im Fokus stehen dabei Möglichkeiten erneuerbare Energiequellen vermehrt zu unterstützen. Ein Agentenansatz zusammen mit „Smart Metering Devices“ und einer Marktmodellierung für den Regelenergiemarkt soll diese Möglichkeit untersuchen.
- Durch den Bidirektionalen Energiefluss werden auch Grid Restoration Services Möglich. Eine Evaluation des durch die PHEV vorhandenen Speichers im Energieversorgungssystem wird modelliert und eine Analyse wird etwaige Möglichkeiten aufzeigen können.

Das Bild zeigt die typischen Interaktionen zwischen den drei Technologien auf und verdeutlicht zugleich die Funktion der PHEV im Energieversorgungssystem.

Bisherige, vorläufige Aktivitäten umfassten:

- 1) Ausgehend von der Definition eines Energy Hubs für PHEV sollen diese in das Energiesystem eingefügt werden. Dazu wurde eine Evaluation der derzeitigen PHEV Technologie durchgeführt, die Funktionsweise untersucht und Daten gesammelt. Typische Regelungstechniken für PHEV wurden betrachtet.
- 2) Ein vorläufiges Energy Hub Model für PHEV wurde erstellt. Es basiert auf den gesammelten Daten und der an der ETH Zürich entwickelten Theorie.
- 3) Eine Evaluation derzeitiger agentenbasierter Technologien für Distributed Generation (DG) Möglichkeiten wurde/wird durchgeführt. Diese soll Aufschluss darüber geben wie eine mögliche agentenbasierte Eingliederung von PHEV Energy Hubs in das Energiesystem erfolgen kann. Als Vorbildfunktion sollen DG Ergebnisse dienen.

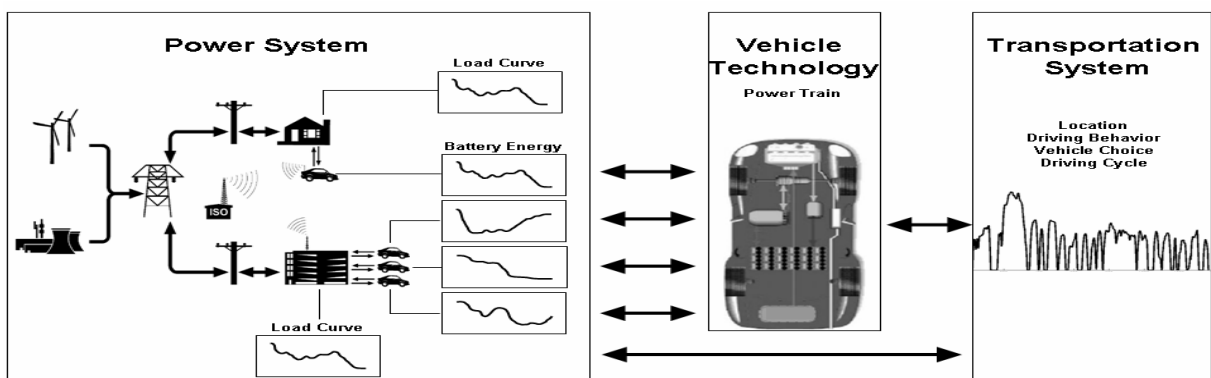


Abbildung 7: Interaktion der Systeme Energie, Transport und Automobil

Industrielle Zusammenarbeit

Die folgenden ausländischen Firmen sind als vollwertige Partner in das Projekt integriert und gewähren sowohl finanzielle als auch fachliche Unterstützung:

- ABB business area medium voltage products (Zürich) und corporate research (Dättwil, Vasteras).
- Siemens PTD technology & innovation (Erlangen, Deutschland)
- Areva T&D Geschäftsleitung (Paris, Frankreich) sowie T&D technology centre (Stofford, Vereinigtes Königreich).

Mit folgenden Partnern wurde im 2007 eine Zusammenarbeit eingeleitet:

- Swissspower: Es wurde eine gemeinsame Fallstudie über das Versorgungsgebiet einer schweizerischen Stadt vereinbart.
- Regionalwerke Baden und Stiftung Novatlantis: Eine gemeinsame Fallstudie unter finanzieller und wissenschaftlicher Beteiligung dieser beiden Partnern wurde definiert. Die Fallstudie wurde Mitte 2008 formell gestartet. Die derzeitigen Ansprechpartner sind:
 - o Regionalwerke Baden (P. Abächerli, Ch. Umbricht)
 - o Kantonsspital Baden (A. Eggmann):

Akademische / Wissenschaftliche / Technische Zusammenarbeit

Die Zusammenarbeit mit externen wissenschaftlichen und technischen Partnern war im Jahr 2007 auf die Entwicklung eines EU-Projekt Antrags fokussiert. Die über die Jahre im VoFEN Projekt entwickelten Verbindungen zur Europäischen Hochschul- und Industrielandschaft ermöglichten die Formulierung eines Antrags im Themenbereich ENERGY 7.3.4 „Analysis and Scenarios of Energy Infrastructure Evolution“. Die ETH Zurich wird im geplanten Projekt eine Schlüsselrolle einnehmen und das VoFEN Projekt von zusätzlichen zusammenarbeiten profitieren können. Die Projektpartner in diesem geplanten Projekt sind: Areva T&D (Koordinator), TU Delft, ECN (Energy center of the Netherlands), ETH Zürich, Imperial College London, National technical university of Athens, RWTH Aachen, ABB und Siemens Power Transmission and Distribution.

Bewertung 2007

Die Bewertung 2007 umfasst sinngemäss nur die Arbeitspakete deren Bearbeitung in diesem Jahr schon im Gange war.

INVESTITIONSSTRATEGIEN FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Ziele:

- Identifizierung von bei der langfristigen Planung von Energiesystemen relevanten Risikofaktoren
- Auswahl eines passenden Modellierungskonzeptes
- Modellierung eines Energy Hubs als Multi-Energie-Portfolio

Wertung:

Die ersten beiden Ziele wurden vollständig erreicht. Der dritte Punkt ist grösstenteils auch abgeschlossen. Kleinere Modellerweiterungen und –verbesserungen stehen noch aus.

DEZENTRALE REGELUNG FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Ziele:

- Anwendung einer dezentralen Regelstruktur auf Hub Systeme.
- Implementierung einer Regelung, welche mehrere Perioden mit einbezieht, basierend auf einem fortschreitenden Datenfenster.
- Ansatzweise Erweiterung des Hub Modells.

Wertung:

- Dezentrale Lastflussberechnung für kombiniertes Gas und Strom System wurde erstellt.
- Regelungsmodell mit fortschreitendem Datenfenster wurde auf einen Hub angewendet. Weiter sollen Unsicherheiten im Last- und Preisprofil modelliert werden.
- Das bestehende Hub Modell wurde mit diskreten Variablen erweitert. Weitere dynamische Effekte bleiben zu modellieren.

MULTI-ENERGIETRÄGER ÜBERTRAGUNG

Ziele:

- Erkennen von Wachstumsgesetzen in der Dimensionierung eines Interconnector Systems.
- Erkennen der möglichen Zielanwendung des Interconnectors (Übertragene Leistung, Chemischer Träger, Leitungslänge)

Wertung:

- Wachstumsgesetze konnten identifiziert werden. Diese bilden nun die Basis der vorgeschlagenen Layout Prozedur für Interconnector systeme.
- „Generische“ Anwendungen wie HGÜ, MGÜ, etc. sind definiert worden und die vorgeschlagene Layout Prozedur wurde auf diese angewandt.

FALLSTUDIE ENERGIE-HUB BADEN

Ziele:

- Start der Fallstudie in Kooperation mit den Regionalwerken Baden
- Untersuchungsgebiet auswählen und Daten über die Erzeuger- und Verbraucherstruktur erfassen
- Erste Modellierung einer realen Anlage als Energy Hub

Wertung:

- Mit Verzögerung erreicht (EU-Projekt, Vertragsabschluss)
- Dättwil wurde als Gebiet ausgewählt, auf Basis der gewonnenen Daten wurde eine Verteilung der Hubs bestimmt
- Das Kantonsspital Baden wurde als erster Knoten modelliert

Ausblick 2008

Der Ausblick 2008 umfasst sinngemäss nur die Arbeitspakete die noch nicht abgeschlossen sind, bzw. kurz vor dem Abschluss stehen.

INVESTITIONSSTRATEGIEN FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Das entwickelte Multi-Energie-Portfolio-Modell soll noch verbessert und erweitert werden. Verschiedene Szenarien, die unterschiedlichen Rahmenbedingungen entsprechen, werden anschliessend auf das Modell angewandt werden. Diese Szenarien ergeben sich aus der unterschiedlichen Ausprägung von externen Faktoren wie geopolitischen Spannungen, die Auswirkungen auf Primärenergiepreise haben können, oder Umweltbewusstsein in der Bevölkerung, das Klimapolitik und damit die Kosten von CO₂-Emissionen beeinflusst. Die definierten Szenarien werden dann auf einen konkreten Fall angewandt. Im weiteren Verlauf der Arbeit soll dann der langfristige Blick auf die Erzeugungsplanung mit einem Blick auf eher kurzfristige Investitionsanreize wie Knotenpreise für verschiedene Energieträger (z.B. Elektrizität und Gas) ergänzt werden. Da Knotenpreise physikalische Realitäten (Engpässe und Verluste) in den entsprechenden Netzen reflektieren, wird in diesem Zusammenhang die gegenseitige Abhängigkeit von Investitionen in Erzeugungs- sowie Netzinfrastruktur untersucht werden.

DEZENTRALE LASTFLUSSBERECHNUNG FÜR KOMBINIERTES GAS UND STROM SYSTEM

Das bestehende Hub Modell soll 2008 erweitert werden. Dynamische Aspekte von verschiedenen Konvertern und weitere Erweiterungen sollen miteinbezogen werden, wie:

- On/off Status von einzelnen Konvertern

- Start-up and Shut-down Zeiten
- Möglichkeit der Hubs, Energie zurück an das Netz zu verkaufen.

Generell sollen dynamische Modelle für einzelne Konverter implementiert werden. Darauf basierend, soll eine Regelstrategie ausgelegt werden. Ziel ist es, eine prädiktive Regelung für den optimalen Betrieb des Hubs zu implementieren, um sich möglichen unvorhersehbaren Änderungen innerhalb des Last Profils oder auch innerhalb der Energiepreise anzupassen.

FALLSTUDIE ENERGIE-HUB BADEN

Hintergrund des Arbeitspaketes Fallstudie Baden ist die Erprobung und Anwendung bisheriger und zukünftiger im Rahmen des VoFEN-Projektes erarbeiteter Erkenntnisse und Methoden. Neben der Fallstudie Baden wird es eine weitere Fallstudie in Zusammenarbeit mit Swisspower geben. Zwischen beiden Fallstudien ist ein intensiver inhaltlicher und fachlicher Austausch beabsichtigt.

Zunächst wird sich die Arbeit auf den individuellen Hub fokussieren. Nachdem das Kantonsspital erfasst wurde, sollen weitere Knoten folgen. Dabei wird Priorität auf die direkt mit dem Kantonsspital verbundenen Knoten gelegt. Im Gegensatz zum Kantonsspital werden Messdaten hier nicht im gleichen Masse verfügbar sein. Somit muss wesentlich mehr Aufwand in die Akquise von Lastgängen usw. investiert werden.

Als Zwischenschritt für die spätere Simulation eines Netzes im Ganzen wird als nächstes die Charakteristik der bestehenden Energieverteilungsstruktur benötigt. Insbesondere kapazitätsbezogene Daten sind hier gefragt. Mit diesen Informationen sind nun erste Modellierungen und Simulationen eines realen Netzwerkes als Energy Hubs möglich. Die Performance der Optimierungsalgorithmen im Zusammenhang mit einer steigenden Knotenzahl wird überprüft und nach Bedarf adaptiert.

Um Kalkulationen für das Jahr 2050 anstellen zu können werden dann benötigte Daten für den Energieverbrauch und die Energieerzeugung abstrahiert. Quelle hierfür werden bekannte Szenarien des BfE, der Axpo und anderer Organisationen sein. Ebenfalls relevant sind bereits existierende Ausbaupläne der RW Baden und der Stadt Baden.

INTEGRIERTE MODELLIERUNG VON ENERGIE- UND VERKEHRSSYSTEMEN (PARTNERPROJEKT)

Eine Verfeinerung des PHEV Energy Hub Konzeptes um mögliche Erweiterungen von Antriebsenergiequellen wird, aufgrund des ansteigenden Interesses an alternativen Fortbewegungssystemen, angestrebt. Das PHEV Energy Hub Modell sollte nicht nur in der Lage sein ein PHEV während der Fahrt darzustellen, sondern sollte ebenfalls die Möglichkeit eröffnen, es im stationären Zustand, also im Ladezustand zu beschreiben. Weiterhin sollte es in der Lage sein, die Eventualität eines Regelenergieservices darzustellen. Eine Kostenfunktion, die eigens an das zukünftige Verhalten des PHEV während der Fahrt angepasst werden soll, soll zu einer Optimierung des Energy Hubs während der lastintensiven Fahrt genutzt werden. Dies ermöglicht die Betrachtung des PHEV von der Warte eines Energiesystems. Ziel ist die vollständige Beschreibung des PHEV als Energy Hub.

Weiterhin soll das PHEV Energy Hub Modell durch die Einführung von agentenbasierter Modellierung dahingehend erweitert werden, dass eine Vielzahl an hubs mit unterschiedlichem Fahrverhalten modelliert und simuliert werden können. Diese sollen schließlich durch einen virtuellen Hub-Agenten, einem Aggregator, zu einer integralen Speichereinheit zusammengefügt werden. Soll hierbei im speziellen auf einen Zeitvarianz geachtet werden. Entsprechende Simulationen sollen vorläufige Ergebnisse über einen zeitvarianten Speicher liefern. Ziel ist eine vorläufige Aussage über die Veränderung der Lastkurve in Abhängigkeit von PHEV.

In etwas entfernterer Zukunft soll durch eine eigens entwickelte Schnittstelle Simulationsergebnisse eines fortgeschrittenen Transportsimulationstools in das Modell eingebunden werden, um wesentlich genauere Daten für den Hub-Aggregator benutzen zu können. Das Transportsimulationstool ist ebenfalls agentenbasiert. Für Transportsimulationen ist dies derzeit der Standard und es ist anzunehmen, dass dieser Ansatz einen Datenimport erleichtert. Die transportseitige Simulation soll einen genauere Lastprognose über den Hub-Aggregator ermöglichen. Ziel ist insbesondere die Integration eines Transportsimulationstools in eine Energiesystems simulation.

Weiterhin soll der Hub-Aggregator dazu benutzt werden, im Markt für Regelenergie, aufgrund eines möglichen bidirektionalen Leistungsflusses, tätig werden zu können. Dazu ist nicht nur eine Lastprognose sondern auch eine Prognose der vorhandenen Kapazitäten notwendig. Die Verwendung typischer, mikroökonomischer Vorgehensweisen ist hierbei von zentraler Bedeutung.

Nach der Implementation des Hub-Aggregators soll dieser dahingehend erweitert werden, dass er mit etwaigen Netzagenten kommunizieren kann. Sie sollen etwaige Netzengpässe während des Ladens der PHEV-Hubs oder während einer möglichen Einspeisung regeln. Hierzu soll ein DC-Model eines Netzes abgebildet werden, und Netzagenten zugewiesen werden.

Als letztes sollen Fallstudien durchgeführt werden, welche das Modell in realen Städten validieren.

Zeitplan 2008

Der Zeitplan nach dem aktuellen Planungsstand ist im Folgenden nach den einzelnen Arbeitspaketen aufgeschlüsselt. Die mehrjährige, übergeordnete Planung wurde im Kapitel „Strukturierung des Projekts“ bereits behandelt.

INVESTITIONSSTRATEGIEN FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Quartal	Aktivität	Ziel
I/08	Verbesserungen und Erweiterungen des Multi-Energie-Portfolio-Modells	Erstellung eines flexiblen und leistungsfähigen Modells
II/08	Entwicklung von Szenarien und deren Anwendung auf einen konkreten Fall (evtl. im Rahmen einer Fallstudie)	Erprobung des Modells mit einem realen Anwendungsfall
III/08	Modellierung eines gekoppelten Strom- und Gas-netzes mit zugehörigem Markt	Schaffung einer Basis für die folgenden Untersuchungen
IV/08	Untersuchung der gegenseitigen Abhängigkeit von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur	Entwicklung einer Planungsmethode für Energieerzeugungsinfrastruktur, die die vorhandene Netzinfrastruktur berücksichtigt

DEZENTRALE REGELUNG FÜR SYSTEME MIT MEHREREN ENERGIETRÄGERN

Quartal	Aktivität	Ziel
I/08	Miteinbezug von dynamischen Aspekten in das vorhandene Hub Modell.	Erweitertes Hub Modell.
II/08	Modellierung eines Stromsystems, basierend auf dynamischen Modellen	Basismodell eines Stromversorgungssystems.
III/08	Untersuchung von verschiedenen Regelungskonzepten.	Geeignetes Regelungskonzept für dynamische Modelle.
IV/08	Miteinbezug und Handhabung von diskreten Ereignissen.	Hybride Regelung im Ausblick auf Hubssysteme.

FALLSTUDIE ENERGIE-HUB BADEN

Quartal	Aktivität	Ziel
I/08	Multi-period optimal dispatch und multi-carrier optimal power flow anwenden auf einzelnen E-Hub	Hub Optimierung
II/08	Erfassung der Netzparameter	Randbedingungen für die Optimierung erfassen
III/08	Quasi-statische Optimierung eines Netzwerkes mit mehreren E-Hubs	Berechnen der Hub-Verbindungen für ein Netz mit drei unabhängigen Energieträgern
IV/08	Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien Adaptieren	Evaluation unterschiedlicher Netzausbaustrategien

INTEGRIERTE MODELLIERUNG VON ENERGIE- UND VERKEHRSSYSTEMEN (PARTNERPROJEKT)

Quartal	Aktivität
I-II/08	Verfeinerung des PHEV Energy Hub Modells, Entwicklung einer Kostenfunktion zur Optimierung des Hub-Verhaltens, Simulationen in Matlab zur Validierung des Modells. Eine kontinuierliche Literaturvalidierung, wie ein Agentenkonzept mit dem Energy Hub Konzept vereinbar gemacht werden kann, soll durchgeführt werden. Neue Möglichkeiten aus der Distributed Generation Technologie sollen dahingehend untersucht werden
III-IV/08	Entwicklung eines Hub-Aggregators, der zeitvariant die Speicher der PHEV-Hubs integriert betrachtet. Eine Evaluation einer Anzahl von Energy Hubs und ihrer Last- sowie Speichernaorderungen soll eine Idee geben, wieviel Energie zur Verfügung steht und wie viel zum Laden benötigt wird.

Referenzen

LITERATUR

- [1] S. Awerbuch, M. Berger: **Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making**, IEA/EET Working Paper, Februar 2003.
- [2] B. Krey, P. Zweifel: **Efficient Electricity Portfolios for Switzerland and the United States**, Working Paper No. 0602, Februar 2006.
- [3] D. Bar-Lev, S. Katz: **A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry**, The Journal of Finance, Vol. 31, No. 3, Juni 1976.
- [4] A. Conejo, F. Nogales, F. Prieto, **A Decomposition Procedure based on Approximate Newton Directions**, Mathematical Programming, vol. Ser. A 93, pp. 495-515, 2002.

PROJEKTBEZOGENE PUBLIKATIONEN

- [5] **Projektbeschreibung VoFEN**, 2003
- [6] **BfE-Jahresbericht Vision of Future Energy Networks**, 2006.
- [7] M. Geidl, G. Andersson, **Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers**, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, no. 1, pp. 145-155, 2007.

PUBLIKATIONEN 2007

- [8] F. Kienzle, M. Schulze, M. Arnold, P. Favre-Perrod, **Energy Hubs als Lösung für die Zukunft**, Fachmagazin "Umwelt Perspektiven", Nr. 5, Oktober 2007.
- [9] K. Egli, F. Kienzle, T. Krause, M. Geidl, G. Andersson, **Analysis of Strategic Behaviour in Combined Electricity and Gas Markets Using Agent Based Computational Economics**, 1. EMMACE Workshop zu Energiemarktmodellierung mit agentenbasierten Methoden, Karlsruhe, 26. Oktober 2007.
- [10] M. Arnold, S. Knöpfli, G. Andersson, **Improvement of Opf Decomposition Methods Applied to Multi-Area Power Systems**, PowerTech 07, Lausanne, Switzerland, 2007.
- [11] A. Helseth, G. Koeppel, **Pipeline Storage Potential and its Impact on Reliability of Supply**, ESREL 2007 Safety and Reliability Conference, June 2007, Stavanger.
- [12] Thomas Smolka, Uwe Macharey, Armin Schnettler, Bernd Klöckl, Klaus Fröhlich, Tobias Hintzen, **Eco-efficiency Assessment of dispersed power generation in distribution energy networks**, Cired 2007, Vienna.
- [13] P. Favre-Perrod, M. Schulze, **Synergies among several energy carrier systems in future energy networks**, ISH 2007, August 27-31 2007, Ljubljana, Slovenia.
- [14] M. Geidl, G. Andersson, **Optimal coupling of energy infrastructures**, IEEE PowerTech, Lausanne, Switzerland, 2007.
- [15] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, **Energy Hubs for the Future**, IEEE Power & Energy Magazine, 5(1):24-30, 2007.
- [16] M. Geidl, G. Andersson, **Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers**, IEEE Transactions on Power Systems.
- [17] P. Favre-Perrod, A. Hyde, P. Menke, **A Framework for the study of multi-energy networks**, 2nd SmartGrids Technology Plattform General Assembly, November 2007.

GEPLANTE PUBLIKATIONEN

- [18] G. Koeppel, G. Andersson, **Reliability Modelling of Multi-Carrier Energy Systems**, Energy.
- [19] M. Arnold, G. Andersson, **Decomposed Electricity and Natural Gas Optimal Power Flow**, Power Systems Computation Conference 07, Glasgow, Scotland, 2008.
- [20] G. Papaefthymiou, B. Klöckl, **MCMC for wind power simulation**, Wind Power Special Issue, IEEE Transactions on Energy Conversion.
- [21] G. Koeppel, Magnus Korpas, **Improving the Network Infeed Accuracy of Non-Dispatchable Generators with Energy Storage Devices**, IET Renewable Power Generation.
- [22] A. Helseth, G. Koeppel, **Pipeline Storage and its Impact on Reliability of Supply in Pipeline Energy Systems**, Reliability Engineering & System Safety.

[23] G. Koeppel, G. Andersson, ***Markov model for reliability analysis of energy storage devices*** (working title).