TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group (EEG)

DIPLOMARBEITSTHEMEN

Privatdoz. Dr. Hans Auer

Vorwort

Die Sammlung in diesem Dokument beinhaltet einen Teil jener Diplomarbeiten, die am EEG angeboten werden. Die operative Betreuung der Arbeiten in diesem Katalog übernimmt die/der jeweils angeführte Assistent/in, die/der bei den einzelnen Arbeiten angeführt ist. Hans Auer wird im Rahmen der Diplomand/inn/en-Seminare bei der Diskussion des Fortschritts der Arbeit und der jeweiligen Meilensteine mitwirken.

Wenn Sie an einer Diplomarbeit interessiert sind, beachten Sie bitte folgende Bedingungen, die NICHT VERHANDELBAR (!) sind:

- Sie besitzen grundlegende Kenntnisse der Energiewirtschaft.
- Sie haben die folgenden 2 vom Institut angebotenen Pflichtlehrveranstaltungen erfolgreich abgeschlossen:
  - Energiesysteme und Netze (370.021)
  - Energiemodelle und Analysen (373.011)
- Sie haben zusätzlich zumindest eines der folgenden Wahlfächer des Instituts erfolgreich abgeschlossen:
  - Selected Topics in Energy Economics and Environment (373.043)
  - Open Source Energy System Modeling (370.062)
  - Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft (370.058)
  - Umweltschutz in der Energiewirtschaft (370.069)
- Sie haben sehr gute Modellierungskenntnisse z.B. in Matlab, Gams, Python, Julia, R oder einer vergleichbaren Software, die zur Lösung der jeweiligen Aufgabenstellung notwendig ist.
- Sie haben den überwiegenden Großteil Ihrer Prüfungen des Masterstudiums bereits absolviert, um eine rasche Bearbeitung ihrer Diplomarbeit (Studienabschluss muss innerhalb eines Jahre anvisiert sein) zu garantieren!

WICHTIG: Jahrelange Erfahrung in der Vergangenheit hat gezeigt, dass ausschließlich (!) durch die Einhaltung oben angeführter Kriterien ein zufriedenstellender Fortschritt und vor allem auch Abschluss der Diplomarbeit möglich ist. Da es für uns einerseits eine Selbstverständlichkeit ist, Diplomand*innen gut zu betreuen, erwarten wir andererseits auch das entsprechende „Commitment“ auf der gegenüberliegenden Seite, um ein schönes, herzeigbares „Endprodukt“ zu erzielen.

Inhaltsverzeichnis

Stochastische Modellierung und Analyse des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen 4

Kosten-Nutzen-Analyse von intelligenten AC und DC Ladesäulen bei privaten Haushalten 5

Clearing-Mechanismen für lokale Energiemärkte mit distanzabhängigen Netztarifen 6

Mögliche Obsoleszenz des Gasnetzanschlusses in ländlichen Regionen 7

Entwicklung eines Gleichgewichtsmodells zur Sicherstellung zukünftiger Umsätze von Verteilnetzbetreiber bei einem hohen Anteil von lokaler PV-Eigenerzeugung 8

Optimale Erweiterung eines urbanen Fernkälteverteilnetzes 9

Alternative Energietechnologieoptionen für unterschiedliche Kohleausstiegsszenarien im polnischen Energiesystem (Erweiterung des Open-Source Modells OSeMOSYS) 10

Alternative Energietechnologieoptionen für unterschiedliche Kernkraftausstiegsszenarien im französischen Energiesystem (Erweiterung des Open-Source Modells OSeMOSYS) 11

Optimale Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit von solarthermisch gespeisten saisonalen Wärmespeichern als Beitrag zur weiteren Dekarbonisierung der Wiener Fernwärmeversorgung 12

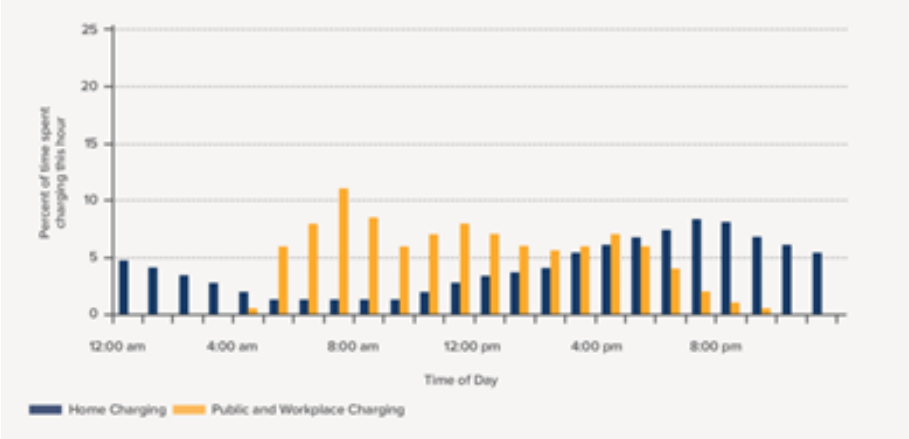
Entwicklung und Anwendung eines Multi-Kriterien Optimierungstools zur Berücksichtigung individueller Präferenzen bei der Gebäudesanierung 13

Kosten/Nutzenanalyse der Verlagerung des innerösterreichischen Flugverkehrs auf die Schiene unter Berücksichtigung verschiedener energiepolitischer Lenkungsinstrumente 14

Kosten/Nutzen-Analyse und mögliche Profitabilitätssteigerung von Offshore- und Onshore-Windparks durch Überdimensionierung (Overplanting) 15

Stochastische Modellierung und Analyse des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen

■ **Motivation:** Die Dekarbonisierung der Mobilität stellt eine der wesentlichen Ziele des europäischen Green Deals dar. Die Anzahl der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen und deren Bestand steigen stetig, wodurch es von zunehmender Bedeutung ist, deren Ladeverhalten örtlich und zeitlich vorherzusagen. Die bisher von Energielieferanten genutzten Standardlastprofile decken nur unzureichend die zu erwartenden Lastspitzen, z.B. in den Abendstunden ab. Mit Hilfe einer Modellierung und Simulation des Ladeverhaltens zahlreicher Fahrzeuge am Stromnetz kann die Erzeugung präventiv angepasst werden, das Potential für Flexibilitäten im Stromnetz abgeschätzt und das Ladeverhalten reguliert werden, um potentielle Netzengpässe zu vermeiden. Mittels einer Sensitivitätsanalyse kann im Anschluss der Einfluss von z.B. der Anzahl der Ladesäulen und deren nomineller Ladeleistung auf das Lastverhalten und Flexibilitätspotential analysiert werden.



Verteilung der Beginnzeiten von Ladevorgängen als beispielhafter Modellparameter

■ **Methode:** Im ersten Schritt soll eine Literaturrecherche bezüglich möglicher Modellparameter durchgeführt werden. Dies wird unter anderem die Ladeleistung der Infrastruktur, die Akkukapazitäten, typische Lastverläufe, die Verteilung der Wegstrecken und Fahrtdauern umfassen. Durch unterschiedliche zeitliche Ladevorgängen (siehe Abbildung oben) sollen diverse Nutzergruppen z.B. Berufspendler, Zweitwagen, Ausflügler, berufliche Fahrten etc. definiert werden, und deren Einfluss auf die gesamte Nachfrage soll berechnet werden. m zweiten Schritt wird ein stochastisches Simulationsmodell erstellt, welches synthetische Lastprofile generiert. Dafür werden durch einen stochastischen Prozess Fahrzeugparameter ausgewählt und im Modell mit den zuvor definierten Parametern zu einem gesamten Lastprofil verarbeitet. Durch eine anschließende Sensitivitätsanalyse der Inputparameter können Auswirkungen auf das Lastverhalten unmittelbar gezeigt werden, z.B. Lastspitzen und Ladezeiten. Daraus sollen mögliche Ladestrategien entwickelt werden, um Dieses an die zu erwartenden Energieerzeugung anzupassen. Darüber hinaus kann der Einfluss der Parameter auf das V2G-Flexibilitätspotential analysiert werden.

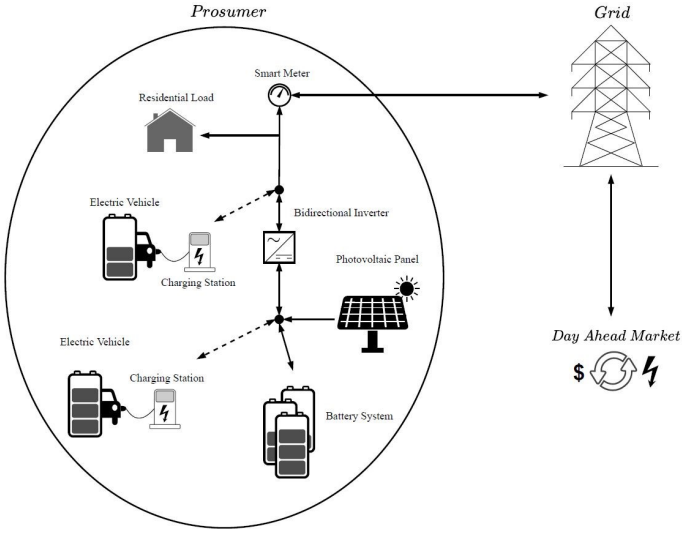
■ **Voraussetzung:** Grundkenntnisse der Energiewirtschaft und Elektromobilität, Programmiererfahrung z.B. in MATLAB oder Python, analytisches Denken und ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Christoph Loschan (loschan@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Kosten-Nutzen-Analyse von intelligenten AC und DC Ladesäulen bei privaten Haushalten

■ **Motivation:** In den letzten Jahren haben die Installationen von Photovoltaik (PV) und Heimspeichersystemen bei privaten Haushalten enorm zugenommen. Durch die erhöhte Durchdringung von Elektroautos (EVs) ergeben sich weitere Möglichkeiten für die dezentrale Speicherung von PV-Strom und Lademanagement im Haushaltsbereich. Netz- und System-Dienlichkeit von EV-Ladesäulen wird daher eine zukünftige Herausforderung, zusätzlich zu den verbundenen wirtschaftlichen Vor- und / oder Nachteile für die Haushalte.



Beispielhaftes Setup des zu entwickelnden Optimierungsmodells

■ **Methode:** Ziel dieser Arbeit ist, die Vorteile / Nachteile der Kopplung des intelligenten Ladens von Elektrofahrzeugen mit PV und / oder Heimspeichersystemen eines privaten Haushalts zu untersuchen. Zu diesem Zweck ist es notwendig, im ersten Schritt die Vor- und Nachteile unterschiedliche Setups der Technologien (gesteuertes Laden, Bidirektionalität, AC/DC Kopplung, etc.) zu erheben. Im zweiten Schritt ist die Entwicklung eines Optimierungsprogramms (MILP, gemischt-ganzzahlig) erforderlich, um unterschiedliche Ladestrategien zu untersuchen. Darüber hinaus wird die Auswirkung verschiedener typischer Nutzerverhalten (z.B. Pendler, private Fahrten) in einer Sensitivitätsanalyse gezeigt.

■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denkvermögen, Modellierungserfahrung mit MATLAB, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Carlo Corinaldesi (corinaldesi@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Clearing-Mechanismen für lokale Energiemärkte mit distanzabhängigen Netztarifen

■ **Motivation:** Die Entstehung von Energiegemeinschaften in den europäischen Strommärkten bringt neue Konzepte für eine aktive Einbindung von Endkunden wie Peer-to-Peer-Handel und lokale Energiemärkte hervor. Darüber hinaus werden im Rahmen von Energiegemeinschaften neue Optionen für die Gestaltung von Netztarifen diskutiert. Eine der Möglichkeiten ist ein Netztarif, der nur für die am Strombezug beteiligten Netzebenen erhoben wird. In diesem Fall würde Strom, der von einem anderen Endverbraucher im selben Niederspannungsnetzabschnitt gekauft wird, ein niedrigerer Netztarif verrechnet als für Strom, der von einem Energielieferanten oder am Spotmarkt gekauft wird. Abbildung 1 zeigt ein Beispiel von vier Endkunden, die an zwei unterschiedlichen Netzabschnitten angeschlossen sind, mit Kauf- und Verkaufsgeboten für lokalen Energiehandel. Im klassischen Ansatz werden Angebots- und Nachfragekurve geschnitten um die gehandelten Mengen und den Preis zu ermitteln. Abbildung 2 (i) zeigt das Ergebnis und die resultierende Gesamtwohlfahrt. Berücksichtigt man z.B. eine Netztarifreduktion um 3 ct/kWh für Handel innerhalb eines Netzabschnitts, kann das wie in Abbildung 2 (ii) der Gesamtwohlfahrt angerechnet werden. Durch eine lokale Zuordnung der Gebote wie in Abbildung 2 (iii) lässt sich diese erhöhen. Abbildung 2 (iv) zeigt die optimale Lösung. Hier bekommen allerdings andere Gebote den Zuschlag als im Market Clearing aus Abbildung 2(i).

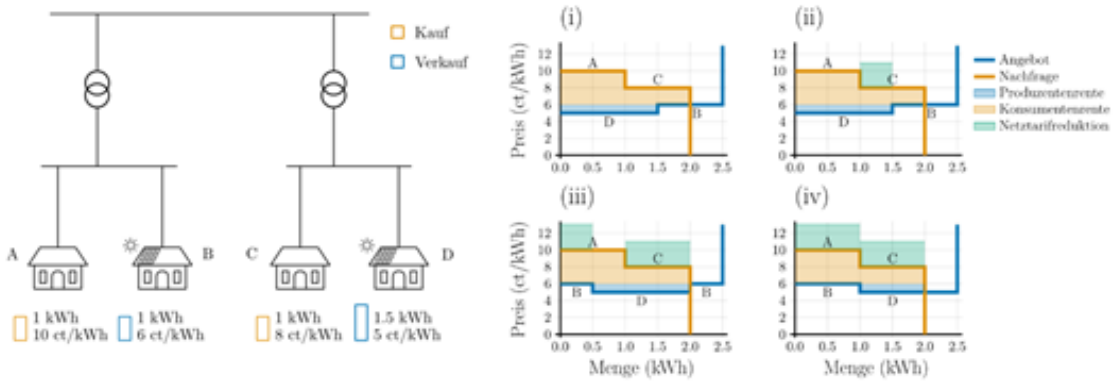


Abbildung 1 (links): Beispiel für Kauf- und Verkaufsgebote in einem lokalen Energiemarkt; Abbildung 2 (rechts): Unterschiedliche Market Clearing Ergebnisse und Gesamtwohlfahrt

■ **Methode:** Im Allgemeinen für eine Vielzahl an Endkunden auf verschiedenen Netzabschnitten, lässt sich die optimale Lösung nicht so einfach finden. Grundsätzlich muss die Lösung nicht eindeutig sein. Außerdem ist Uniform Pricing keine Notwendigkeit. Peer-to-peer-Handel stellt eine mögliche Alternative dar. Es gibt also viele unterschiedliche Ansätze für das Market Clearing von lokalen Energiemärkten, die im ersten Schritt in einer Literaturrecherche identifiziert und verglichen werden sollen. Im zweiten Schritt soll ein lineares Optimierungsmodell implementiert werden, das die Gesamtwohlfahrt unter Berücksichtigung der verschiedenen Netztarife für den allgemeinen Fall maximiert. Dieses Modell wird daraufhin auf spezifische Fallstudien angewendet und mit anderen Clearing-Ansätzen verglichen.

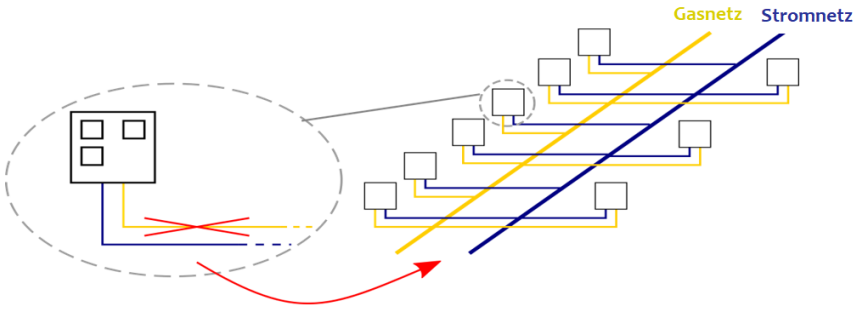
■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denkvermögen, Modellierungserfahrung mit MATLAB, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Daniel Schwabeneder (schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Mögliche Obsoleszenz des Gasnetzanschlusses in ländlichen Regionen

■ **Motivation:** Ländliche Regionen (auch sehr dünn besiedelte) wurden in der Vergangenheit oft aufgrund der örtlichen Nähe zu überregionalen Gasnetzen oder internationalen Transitleitungen an das Erdgasnetz angeschlossen. Dies war bislang vielerorts eine sehr wirtschaftliche bzw. die wirtschaftlichste Heizenergie- und Warmwasserversorgung. Trotz des vorhandenen Gasnetzanschlusses kann es in Zukunft jedoch möglich sein, dass alternative erneuerbare Technologieportfolios sämtliche Energiedienstleistungen eines Einfamilienhauses in ländlichen Regionen wirtschaftlicher bereitstellen können, als jene, die auf einen bestehenden Erdgasnetzanschluss aufbauen. Dies kann insbesondere der Fall sein, wenn die individuelle Mobilitätsnachfrage in Form eines Elektroautos mitberücksichtigt wird und dessen Laden mit der hauseigenen PV Anlage (mit oder ohne zusätzlichen stationären Batteriespeicher) den Großteil des „Brennstoffs“ für das Elektroauto liefert. Dann ist schließlich die Überlegung Richtung „All-Electric-Household“ ernsthaft anzustellen, wenn für die Heizung und Warmwasserbereitung dann noch eine Wärmepumpe als Alternative angedacht wird; oder alternativ eine Biomasse-Solarthermie-Kombination mit lokaler/regionaler Biomasse, wenn Anreize bezüglich eines möglichst lokalen oder regionalen ökologischer „Fußabdruckes“ angedacht werden. Schließlich kann eine zunehmende CO2-Bepreisung all diese Entwicklungen noch beschleunigen.



■ **Methode:** Es sollte ein lineares Optimierungsmodell entwickelt werden, das den Barwert der zukünftig zu erwartenden Kosten (Investititons- und Betriebskosten) für die Bereitstellung der unterschiedlichen Enerdienstleistungen (Heizung, Warmwasser, Elektrizität, Mobilität,. . .) aus der Sicht der Einfamilenhausbesitzer minimiert (Standort grundsätzlich beliebig wählbar). Dabei sollen ausgehend vom einem Gasnetzanschluß für Heizung und Warmwasserbereitstellung zuerst alternative Technologieportfolios zur Deckung dieser Energiedienstleistungen gegenübergestellt werden (z.B. PV&Wärmepumpe, Solarthermie&Biomasse) und in weiterer Folge das Energiedienstleistungsportfolio erweitert werden. Dies sollte z.B. neben der Kühlung auch bis hin zur individuellen Mobilität gehen und auch die derzeitigen Kraftstoffkosten mit jene eines zulkünftigen Elektroautos (geladen mit vorwiegend hauseigenen PV) vergleichen. Es sollte schlussendlich ein Ranking der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Technologieportfolios durchzuführen. Eine umfassende Sensitivitätsanalyse jener Parameter, die die Wirtschaftlichkeitsbewertung am meisten beeinflussen, sollte durchgeführt werden.

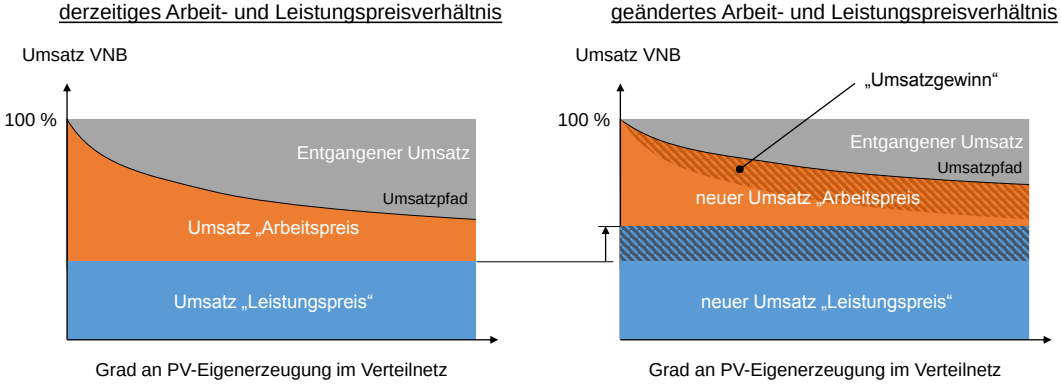
■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Entwicklung eines Gleichgewichtsmodells zur Sicherstellung zukünftiger Umsätze von Verteilnetzbetreiber bei einem hohen Anteil von lokaler PV-Eigenerzeugung

■ **Motivation:** Durch die zunehmende PV-Eigenerzeugung der Endkunden wird auch immer weniger Strom über die Verteilnetze transportiert. Dies führt unmittelbar zu reduzierten Umsätzen der Verteilnetzbetreiber (vor allem bei Netztarifen wo der "Arbeitspreis" gegenüber dem "Leistungspreis" dominiert). Dieses zunehmende Umsatzproblem der Verteilnetzbetreiber führt unmittelbar zur Diskussion, die Gewichtung des Leistungs- und Arbeitspreises zu überdenken (siehe Konsolidierungsdokument "Netztarife 2.0" der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control). Auch international ist dies derzeit ein sehr aktuelles Thema.



$$\frac{\partial Umsatz}{\partial PV_{Eigenerzeugung}} \approx \partial T_{P,VNB} \quad \text{und} \quad Umsatz_{VNB} = k_1 T_{P,VNB} + k_2 T_{E,VNB}$$

Leistungs- $T_{P,VNB}$ (EUR/MW) und Arbeitspreiskomponente $T_{E,VNB}$ (EUR/MWh)

■ **Methode:** Zunächst soll ein mathematisches Gleichgewichtsmodell entwickelt werden, das abhängig von Grad der lokalen PV-Eigenerzeugung in einem Verteilnetz(abschnitt) den zukünftigen Umsatzpfad eines Verteilnetzbetreibers beschreibt. Es ist auch zu entscheiden, welche Parameter in das Modell exogen bzw. endogen eingehen. Das Modell soll dann zuerst mit dem derzeitigen typischen Verhältnis von Arbeits- und Leistungskomponente in Österreich skaliert werden und in einem nächsten Schritt auf geänderte Verhältnissen angewandt werden (z.B. Deutschland, wo das Verhältnis der Arbeits- und Leistungstarifkomponenten signifikant unterschiedlich zu Österreich ist). Schließlich soll eine Sensitivitätsanalyse und Diskussion der jeweils erzielten Ergebnisse durchgeführt werden.

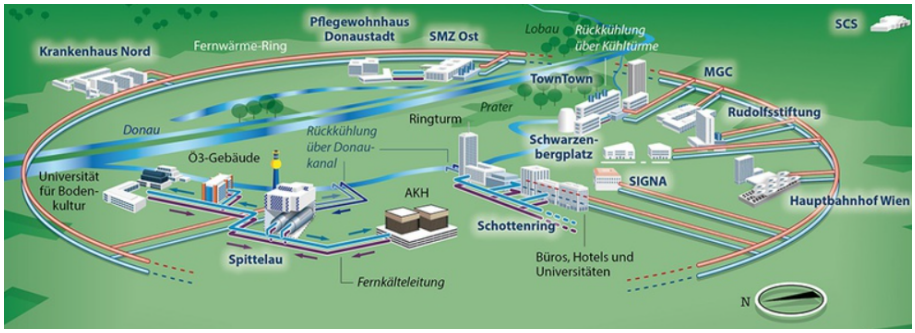
■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Daniel Schwabeneder (schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Optimale Erweiterung eines urbanen Fernkälteverteilnetzes

■ **Motivation:** Bedingt durch die kontinuierliche Zunahme der jährlichen Durchschnittstemperatur als auch der Hitzetage/-perioden aufgrund der Klimaerwärmung wird die Kältenachfrage in Zukunft stark steigen. In Ballungsgebieten bietet sich der systematische Ausbau einer leitungsgebundenen Fernkälteinfrastruktur an. Derzeit steht die städtische Fernkälteversorgung erst in ihren Anfängen; einige wenige große Kunden (wie z.B. in Wien Krankenhäuser, Bahnhöfe, Universitäten, Bürokomplexe) werden damit versorgt. Ziel dieser Arbeit sollte es sein, den betriebswirtschaftlich optimalen Ausbau eines in den Anfängen existierenden Fernkälteverteilnetzes in einem frei zu wählenden städtischen Versorgungsgebiet unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung der zukünftigen Kältenachfragekunden zu modellieren und zu optimieren.



Quelle: Wien Energie

■ **Methode:** Es ist ein einfaches (gemischt-ganzzahliges lineares) Optimierungsmodell zu erstellen, das einerseits die derzeitige und mögliche zukünftige Erzeugungsstruktur eines Fernkälteversorgungsunternehmens abbildet und unter Berücksichtigung der räumlichen Auflösung der Kältenachfrage den weiteren Ausbau des Kältenetzes betriebswirtschaftlich optimal vorschlägt. Mögliche Nichtlinearitäten von Komponenten der Fernkälteinfrastruktur sind dabei geeignet zu linearisieren. Das Fernkältenetz stellt dabei in der Modellierung einen Graphen dar, dessen Kanten einen Kältebedarf besitzen, der die erzielbaren Einnahmen aus der Kältelieferung bestimmt und dem eine geforderte Anschlussleistung zugeordnet wird. Die jeweiligen Kosten der Einspeisung der Fernkälte über eine Kältemaschine (z.B. Absorber/Fernwärme, Kompressor/Strom) in das Netz sind zu berücksichtigen. Schließlich sind Sensitivitätsanalysen der wichtigsten Einflussparameter (wie z.B. mögliche zukünftige Temperaturverläufe und länger anhaltende Hitzeperioden), die die Dimensionierung und die Gesamtwirtschaftlichkeit der Fernkälteversorgung bestimmen, durchzuführen.

■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Alternative Energietechnologieoptionen für unterschiedliche Kohleausstiegsszenarien im polnischen Energiesystem (Erweiterung des Open-Source Modells OSeMOSYS)

■ **Motivation:** Kohle als Primärenergieträger spielt in Polen aufgrund der großen Vorkommen seit jeher eine große Rolle und demzufolge ist der Kohleanteil im polnischen Energiesystem sehr hoch. In Zeiten der Dekarbonisierung der Energiesysteme (national, europäisch, global) muss jedoch auch Polen große Anstrengungen unternehmen, dessen Kohleanteil in Zukunft stark zu reduzieren. Das Ziel dieser Arbeit ist es, verschiedene zukünftige Kohlereduktions- bzw. Kohleausstiegsszenarien im polnischen Energiesystem unter Berücksichtigung sämtlicher derzeit und zukünftig zur Verfügung stehender nachhaltiger Energietechnologieoptionen zu modellieren und zu quantifizieren. Dabei ist von einer integrierten Betrachtung des gesamten Energiesystems auszugehen, welches alle Sektoren (inkl. Transportsektor) und möglichen Koppeltechnologien zwischen den einzelnen Sektoren abbildet.

www.electricitymap.org (Snapshot, 10 March 2020, 2:22 pm)

■ **Methode:** Die Modellierung soll aufbauend auf das existierende einfache Open-Source Modell OSeMOSYS erfolgen. OSeMOSYS (www.osemosys.org, https://github.com/OSeMOSYS/) ist ein gemischt- ganzzahliges lineares Open-Source Modell für die langfristige Analyse und Infrastrukturplanung von Energiesystemen (Minimierung der Systemkosten). Der OSeMOSYS-Code wurde ursprünglich in der Sprache GNU MathProg geschrieben, dann in die Programmiersprachen GAMS und Python übersetzt, um einen größeren Kreis von Benutzern zur Anwendung und Weiterentwicklung zu erreichen. Im Rahmen dieser Arbeit sollte der Python-Code maßgeschneidert auf die oben skizzierte Problemstellung für Polen (und soweit notwendig dessen Nachbarländer) angepasst und erweitert werden. Bei dieser Erweiterung sind sowohl alle zur Verfügung stehenden nachhaltigen Energietechnologieoptionen als auch die möglichen Kopplungstechnologien zwischen den einzelnen Sektoren abzubilden. Des Weiteren sind für die Analyse notwendige energiepolitische Instrumente (z.B. unterschiedlich zur Verfügung stehende Rest-CO2-Budgets für Polen je nach Zuordnungsprinzip) zu implementieren. Schließlich sind im Sinne einer zukünftigen Energieplanung die jeweiligen Kapazitäten der Energietechnologieportfolios und Netze sowie die Energiebilanzen für die verschiedenen polnischen Dekarbonisierungsszenarien für die Zieljahre 2030, 2040, 2050 und 2070 zu quantifizieren (inkl. entsprechender Sensitivitätsanalysen) und hinsichtlich deren praktischen Realisierbarkeit zu diskutieren.

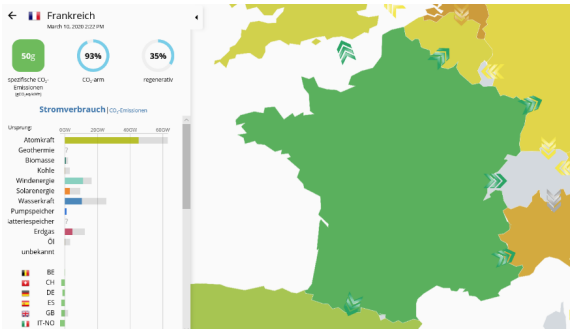
■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Theresia Perger (perger@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Alternative Energietechnologieoptionen für unterschiedliche Kernkraftausstiegsszenarien im französischen Energiesystem (Erweiterung des Open-Source Modells OSeMOSYS)

■ **Motivation:** Frankreich hat seit den 1970er Jahren dessen Energiesystem sehr stark auf Basis von Kernenergie aufgebaut (derzeit 57 betriebene Kernkraftwerke; ca. 70% Stromerzeugung; ca. 40% des Primärenergiemix). Dadurch ist es in den letzten Jahrzehnten auch bereits zu einer starken Verstromung des Energiesystems gekommen. Zwar liefert Kernenergie einen signifikanten Beitrag zur notwendigen Dekarbonisierung der Energiesysteme (national, europäisch, global), Frankreich steht jedoch ungeachtet latent vorhandener Sicherheitsrisiken der Kernkraftwerkstechnologie in den nächsten 10-15 Jahren vor einem weiteren fundamentalen strukturellen Problem: Aufgrund des fortgeschrittenen Alters vieler Kernkraftwerke muss entschieden werden, ob bzw. welche Kernkraftwerke einem Re-powering (d.h. Ertüchtigung oder de facto Neubau) unterzogen werden, welche definitiv stillgelegt werden und schlussendlich die ultimative Frage, wie sich der Anteil der Kernenergie im französischen Energiemix zukünftig entwickeln soll? In weiterer Folge die Frage: Welche alternativen nachhaltigen Energietechnologieportfolios könnten die Kernkraft langfristig in Frankreich ersetzen? Unterschiedlich ambitionierte zukünftige Kernkraftreduktions- bzw. -ausstiegsszenarien für Frankreich sollten im Rahmen dieser Arbeit modelliert und diskutiert werden.



www.electricitymap.org (Snapshot, 10 March 2020, 2:22 pm)

■ **Methode:** Die Modellierung soll aufbauend auf das existierende Open-Source Modell OSeMOSYS erfolgen. OSeMOSYS (www.osemosys.org, https://github.com/OSeMOSYS/) ist ein gemischt-ganzzahliges lineares Open-Source Modell für die langfristige Analyse und Infrastrukturplanung von Energiesystemen (Minimierung der Systemkosten). Der OSeMOSYS-Code wurde ursprünglich in der Sprache GNU MathProg geschrieben, dann in die Programmiersprachen GAMS und Python übersetzt, um einen größeren Kreis von Benutzern zur Anwendung und Weiterentwicklung zu erreichen. Im Rahmen dieser Arbeit sollte der Python-Code maßgeschneidert auf die oben skizzierte Problemstellung für Frankreich (und dessen Nachbarländer; vor allem auch mögliche Offshore-Wind Ausbaustrategien) angepasst und erweitert werden. Bei dieser Erweiterung sind sowohl alle zur Verfügung stehenden nachhaltigen Energietechnologieoptionen als auch die möglichen Kopplungstechnologien zwischen den einzelnen Sektoren abzubilden. Des Weiteren sind für die Analyse notwendige energiepolitische Instrumente (z.B. unterschiedlich zur Verfügung stehende Rest-CO2-Budgets für Frankreich je nach Zuordnungsprinzip) zu implementieren. Schließlich sind im Sinne einer zukünftigen Energieplanung die jeweiligen Kapazitäten der Energietechnologieportfolios und Netze sowie die Energiebilanzen für die verschiedenen französischen Kernkraftreduktions-/-ausstiegsszenarien für die Zieljahre 2030, 2040, 2050 und 2070 zu quantifizieren (inkl. entsprechender Sensitivitätsanalysen) und hinsichtlich deren praktischen Realisierbarkeit zu diskutieren.

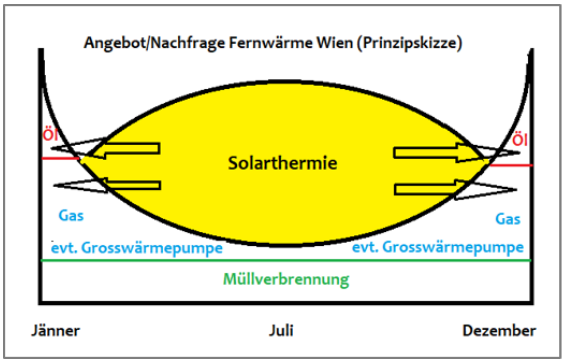
■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

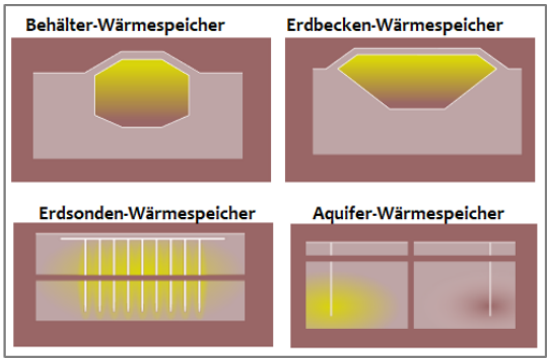
■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Theresia Perger (perger@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Optimale Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit von solarthermisch gespeisten saisonalen Wärmespeichern als Beitrag zur weiteren Dekarbonisierung der Wiener Fernwärmeversorgung

■ **Motivation:** Die historisch gewachsene Fernwärmeversorgung der Stadt Wien beruht im Wesentlichen auf 3 Determinanten der Einspeisung: Müllverbrennungsanlagen, gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (GuD) und ölbefeuerte Heizkraftwerk zur Spitzenlastabdeckung in kalten Winterperioden. Derzeit wird zusätzlich in einer Testanlage das Potential und die Wirtschaftlichkeit einer Großwärmepumpe getestet. Grundsätzlich zeichnet sich die Fernwärmeversorgung in Wien vor allem im „Mittelastbereich" bereits durch einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad aus, da durch die gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplung in den GuD- Kraftwerken sowohl Strom als auch Wärme erzeugt wird. Die Wirtschaftlichkeit dieser GuD-Anlagen war in den letzten Jahren durch die geringen Strompreise am Großhandelsmarkt jedoch nicht immer gegeben. Ungeachtet dessen waren (und sind) die ölbefeuerten Heizkraftwerke zur Spitzenlastabdeckung aus ökologischer Sicht sehr bedenklich. Diese durch CO2-freie Technologien zu ersetzen und auch den gasbefeuerten Anteil der Fernwärme zu reduzieren, könnte zukünftig mithilfe von solarthermisch gespeisten Wärmespeichern gelingen. Nachfolgend sind einige mögliche technologische Ausführungsformen von Wärmespeichern dargestellt.





■ **Methode:** Im Rahmen dieser Arbeit soll die optimale Dimension und Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher saisonaler Wärmespeicher untersucht werden, die aus solarthermischen Großanlagen gespeist werden. Dazu soll ein techno-ökonomisches Optimierungsmodell aufgesetzt werden, das zeitlich hochauflösend sowohl Fernwärmeangebot und -nachfrage abbildet und in diesem Zusammenhang das Gesamtsystem kostenminierend derart dimensioniert, dass die solarthermisch gespeisten Wärmespeicher zumindest die Spitzenlastabdeckung durch ölbefeuerte Heizkraftwerke zur Gänze verdrängt. Mögliche nichtlineare Komponenten des Systems (z.B. Speicherkosten, solarthermische Anlage, . . .) sind entsprechend zu linearisieren. Der Einfluss des möglichen weiteren Ausbaus von Großwärmepumpen sollte ebenfalls untersucht werden. Schließlich soll eine Reihung der einzelnen Technologieportfolios der Fernwärmeversorgung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden (im Vergleich zum Status Quo). Abschließend sollen Sensitivitätsanalysen der wichtigsten Parameter (z.B. Kostenentwicklung von solarthermischen Großanlagen und unterschiedlichen Wärmespeichern, Gaspreis, CO2-Preis, . . .) durchgeführt und diskutiert werden bzw. deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Technologieportfolios.

■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Entwicklung und Anwendung eines Multi-Kriterien Optimierungstools zur Berücksichtigung individueller Präferenzen bei der Gebäudesanierung

■ **Motivation:** Zur Erreichung der anvisierten Klimaziele (max. durchschnittliche Temperaturanstieg der Erderwärmung auf 1.5°C oder maximal 2.0°C zu begrenzen) muss der Endenergieverbrauch in allen Sektoren massiv gesenkt werden. Der private Gebäudesektor muss dabei einen signifikanten Beitrag liefern, indem es in den nächsten 10-20 Jahren zu einer umfassenden Sanierung der bestehenden Bausubstanz kommen muss. Diese Sanierung muss jedoch weit über eine klassische Wärmedämmung und gegebenenfalls einem Heizsystemwechsel (weg von fossilen Brennstoffen) hinausgehen. In der Zwischenzeit stehen eine Vielzahl an technologischen und konstruktiven Optionen zur Verbesserung der Energieeffizienz und des ökologischen Fußabdrucks von Gebäuden zur Verfügung (z.B. kontrollierte Wohnraumbelüftung, thermische Bauteilaktivierung, teilsolare Raumheizung und Warmwasserbereitung, fassadenintegrierte Photovoltaik, etc.). Die Identifizierung und Priorisierung der geeignetsten Sanierungsoptionen ist im Einzelfall angesichts der zu berücksichtigenden Investitions- und dann laufenden Betriebskosten von enormer Bedeutung. Letztendlich sind die konkreten Entscheidungen auch immer von den individuellen Bedürfnissen und Präferenzen abhängig.

Haus vor (links) und nach (rechts) einer Sanierung (Quelle: http://olry-bois.com/extension-et-renovation)

■ **Methode:** Im Rahmen dieser Arbeit soll ein multi-kriterielles gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt werden, das als Entscheidungsgrundlage für Investitionsmaßnahmen bei einer umfassenden Gebäudesanierung dienen soll. Dabei sollen nicht nur Überlegungen bezüglich einer zu wählenden kosten- oder CO2-minimalen Zielfunktion eingehen, sondern eine Vielzahl an weiteren Entscheidungsvariablen und individuellen Bedürfnissen (z.B. in Form von Nebenbedingungen). Solche individuellen Bedürfnisse können neben der Erreichung einer bestimmten gesetzlich vorgeschriebenen Gebäudequalität (Niedrigenergiehausstandard) z.B. sein: maximal zur Verfügung stehendes Investitionsbudget, Präferenz für bestimmte Technologie (z.B. bevorzugtes Heizsystem, bestimmte Dämmmaterialen oder Fenstertypen, fassadenintegrierte Photovoltaik, Berücksichtigung einer Ladeinfrastruktur und -strategie eines Elektroautos, bestimmte Lüftungs- oder Kühlungstechnologie, Obergrenze eines ökologischen Fußabdrucks des gesamten Gebäudes (unter Berücksichtigung der Lebenszyklusanalyse der verwendeten Materialen, etc.). Das Entscheidungstool soll an ca. 2-3 verschiedenen Gebäudeobjekten angewandt werden, um Erfahrungen zu sammeln, wie sich unterschiedliche Präferenzen und Gewichtungsfaktoren auf das gewählte Technologieportfolio auswirken. Die Auswirkungen von Sensitivitätsanalysen der wichtigsten Parameter sollen schließlich quantifiziert und diskutiert werden.

■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Kosten/Nutzenanalyse der Verlagerung des innerösterreichischen Flugverkehrs auf die Schiene unter Berücksichtigung verschiedener energiepolitischer Lenkungsinstrumente

■ **Motivation:** Der Flugverkehr verursacht einen beträchtlichen Anteil an Treibhausgasemissionen. Um die Klimaziele zu erreichen (Erderwärmung auf max. 1.5 bzw. 2.0°C zu begrenzen), ist zu erwarten, dass fossile Treibstoffe in Zukunft generell teurer werden (z.B. CO2-Steuern, etc.). Das betrifft vor allem auch den Mobilitätssektor. Diese erhöhten Treibstoffpreise werden naturgemäß an die Kunden weiterverrechnet und erhöhen somit gewisse Arten der Energiedienstleistung „Mobilität". Ungeachtet dieser möglichen zukünftigen energie- und klimapolitischer Lenkungsinstrumente hat bereits in jüngster Vergangenheit aufgrund des forcierten Ausbaus der Schieneninfrastruktur auf der Westbahnstrecke in Österreich das österreichische Flugunternehmen AUA (Austrian Airlines) die Kurzstreckenflugverbindung Wien-Linz eingestellt, da die entsprechende Nachfrage bzw. Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben war. Die Attraktivität der schnellen Zugverbindung Wien-Linz war einer der wesentlichen Faktoren dafür. Derzeit stehen auch weitere Kurzstreckenverbindungen der AUA auf dem Prüfstand.

Quelle: Flughafen Wien Schwechat AG (links), Quelle: rail66 (rechts)

■ **Methode:** Es ist ein einfaches (gemischt-ganzzahliges lineares) Optimierungsmodell zu erstellen, das unter Berücksichtigung der räumlichen Auflösung das derzeitige und mögliche zukünftige innerösterreichische Flugverkehrsangebot/Liniennetz bzw. die Nachfrage abbildet und den erwarteten Rückbau der innerösterreichischen Kurzstreckenflüge betriebswirtschaftlich optimal vorschlägt. Der Rückbau ist deswegen zu erwarten, da der Ausbau des konkurrierenden überregionalen Schienennetzes einerseits stark forciert wird (z.B. Westbahn, Südbahn (Semmering-Basistunnel, Koralmtunnel), etc.), andererseits verschiedene energiepolitische Lenkungsinstrumente (z.B. CO2-Steuern, ökonomische Anreize für Umstieg auf Schiene, etc.) zunehmend negativen Einfluss auf die Nachfrage/Wirtschaftlichkeit von Kurzstreckenflügen haben werden. Das Flugverkehrsnetz stellt dabei in der Modellierung einen Graphen dar, dessen Kanten eine sich ändernde Nachfrage besitzen, der die erzielbaren Einnahmen für die Fluglinien bestimmt. Diese wiederum sind den Kosten des Flugbetriebs gegenüberzustellen. Des Weiteren sind die wichtigsten Einflussparameter der sinkenden/steigenden Nachfrage (Flug/Schiene) zu ermitteln und ins Modell einzubauen: Ticketkosten, Zeitersparnis (inkl. Bewertung von Totzeit versus Arbeitszeit), andere Opportunitätskosten (zusätzliche Übernachtungen versus Nachtzug), Steuern/Abgaben, etc. Darauf aufbauend sind entsprechende quantitative Kosten-Nutzen-Analysen durchzuführen. Schließlich sollen Sensitivitätsanalysen der wichtigsten Einflussparameter die Dynamik der erwarteten Ausdünnung des innerösterreichischen Kurzstreckenflugnetzes quantifizieren und diskutieren.

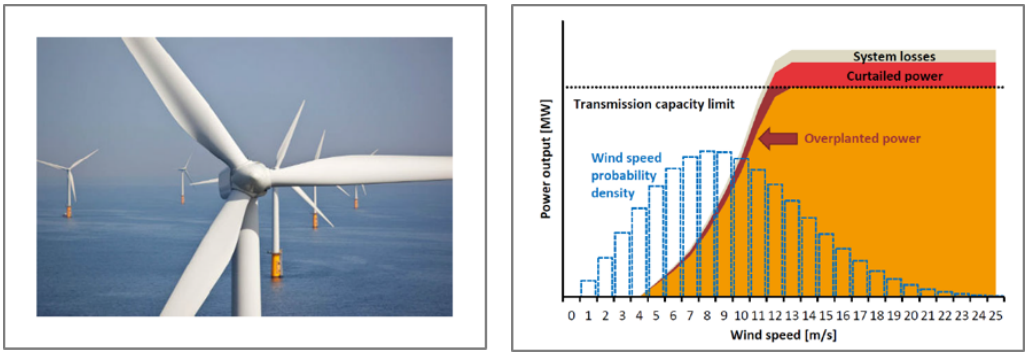
■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)

Kosten/Nutzen-Analyse und mögliche Profitabilitätssteigerung von Offshore- und Onshore-Windparks durch Überdimensionierung (Overplanting)

■ **Motivation:** Die Wirtschaftlichkeit von Offshore- und Onshore-Winderzeugung hängt von vielen Faktoren ab, von denen einige von den Projektentwicklern beeinflusst werden können, andere von den regulatorischen Rahmenbedingungen vorgegeben sind. Eine besondere Option ist die Überdimensionierung von Windparks mit zusätzlichen Turbinen im Verhältnis zur ausgeschriebenen Kapazität. Verbunden damit können sich auch wirtschaftliche Vorteile sowohl für den Windparkbetreiber als auch den Netzbetreiber ergeben: außerhalb von Spitzenzeiten, wo Wind abgeregelt werden muss, hat sowohl der Netzbetreiber eine verstärkte Nutzung/Auslastung des Netzes als auch der Windparkbetreiber über einen längeren Zeitraum (z.B. jährlich) betrachtet eine höhere Gesamterzeugung bzw. Verfügbarkeit. Im Falle von bereitzustellenden Förderungen (z.B. Einspeisetarif basierend auf Ausschreibungsverfahren) kann dies auch zu einem effizienteren Einsatz der Fördermittel führen bzw. einer schnelleren Amortisation des Windparks. Die optimale Kapazität der Überdimensionierung des Windparks hängt naturgemäß vom Standort (Windgeschwindigkeit, Entfernung von der Küste bzw. in alpinen Regionen vom nächstgelegenen Anschlusspunkt) und einer Vielzahl weiterer technischer (z.B. Leistungskennlinie der Windturbinen) und sonstiger Parameter ab.



Quelle: Mora et al (2019)

■ **Methode:** Im Rahmen dieser Arbeit soll ein Optimierungsmodell (eventuell unter Verwendung der Simulationsumgebung MATLAB/SIMULINK) aufgestellt werden, das für unterschiedliche Standorte von Windparks (Offshore und Onshore in ausgewählten europäischen Ländern und Regionen) und Entfernungen zum nächstmöglichen Anschlusspunkt die Wirtschaftlichkeit von überdimensionierten Windparks ermittelt und mögliche Profitabilitätssteigerungen einer optimalen Überdimensionierung jenseits der ausgeschriebenen Kapazität quantifiziert. Dabei sind die wichtigsten Einflussparameter, die die Wirtschaftlichkeit bzw. die Kosten-Nutzen-Analyse bestimmen, zu identifizieren und in das entsprechend Modell einzubauen; wie z.B. unterschiedliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten, Windschatteneffekte, Entfernung des Windparks zum Netzanschlusspunkt, Verfügbarkeit der Windturbinen/Anschlusskabel, Degradation der Windturbinen, Renditenerwartungen, etc. Es sollten umfassende Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden und in weiterer Folge auch basierend auf der Kosten-Nutzen-Analyse diskutiert werden, wann die Limits einer möglichen Überdimensionierung des Windparks erreicht werden.

■ **Voraussetzung:** Energiewirtschaftliche Grundkenntnisse, analytisches Denken, Modellierungserfahrung in Matlab, Gams, Python oder Julia, ergebnisorientiertes Arbeiten.

■ **Dauer:** ca. 6 Monate

■ **Betreuer:** Theresia Perger (perger@eeg.tuwien.ac.at), Hans Auer (auer@eeg.tuwien.ac.at)