

Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems im Rahmen des EU-Vorhabens „Sustainable Energy Management System – SEMS“

Laufzeit des Vorhabens: 01.06.2007-31.08.2012

Förderkennzeichen: 0327691

Schlussbericht

Zuwendungsgeber:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Alexanderstraße 3
10178 Berlin

Zuwendungsnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Prof. Frank Baur, Michael Porzig, Florian Noll
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
[Email porzig@izes.de](mailto:porzig@izes.de)

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 03276901 gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Saarbrücken, den 28. Mai 2013

Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung und Beitrag zu den förderpolitischen Zielen	3
2	Projektspezifische Fragestellungen	5
3	Wissenschaftlich-technische Ergebnisse und Erfahrungen	7
4	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	33
4.1	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	35
4.2	Planung und Ablauf des Vorhabens	36
4.3	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	38
4.4	Erfindungen, Schutzanmeldungen, erteilte Schutzrechte	39
4.5	Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende	39
4.6	Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten nach Projektende	40
4.7	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit	41
4.8	Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	41
4.9	Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse	43
5	Literaturverzeichnis	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der interkommunalen Ausgleichseffekte anhand der jährlichen Import- und Exportmengen im Referenzszenario (ohne Energiemanagement) (vgl. EU-Bericht D 1.01.2)	11
Abbildung 2: Darstellung der durch dezentrales Energiemanagement (EM) bedingten Optimierungseffekte innerhalb der deutschen Projektgemeinde Weilerbach anhand der jährlichen Import- und Exportmengen (vgl. EU-Bericht D 1.01.2)	11
Abbildung 3: Darstellung der im SEMS-Projekt modellierten energiewirtschaftlichen Struktur	15
Abbildung 4: Darstellung der Sensitivität der Erzeugungskosten eines Biogas-BHKW in Abhängigkeit der Volllaststunden nach Angaben der Energieversorger in den SEMS-Kommunen	20
Abbildung 5: Schematische Darstellung der im SEMS-Projekt eingesetzten Kommunikationsstruktur zwischen dem DEMS-Server und den Anlagen (eigene Abbildung)	23
Abbildung 6: Darstellung der durch dezentrales Energiemanagement (EM) bedingten CO ₂ -Emissionsminderungen innerhalb der Projektgemeinden anhand der jährlichen CO ₂ -Emissionen sowie der berechneten CO ₂ -Emissionsfaktoren (vgl. EU-Bericht D 1.01.2)	27

1 Aufgabenstellung und Beitrag zu den förderpolitischen Zielen

Im Kontext verschiedener nationaler Initiativen, so z.B. im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogrammes (ZIP) und des Umweltforschungsplanes (UFOPLAN) der Bundesregierung wurde hinsichtlich der notwendigen Transformation des Energiesystems die Bedeutung des Ausbaus dezentral genutzter, erneuerbarer Energien in Kombination mit modernen KWK-Technologien hervorgehoben. Die Biomasse spielt in diesem Zusammenhang aufgrund ihrer „Grundlastfähigkeit“ und Flexibilität eine besondere Rolle. Die Studie des DLR „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien“¹ betont dabei, dass der dezentrale Charakter moderner KWK-Technologien – wozu auch Biomasse-Anlagen zählen - der dezentralen Nutzung von erneuerbaren Energien entgegen kommt und eine Symbiose von KWK und fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) deshalb sowohl im Strom- (virtuelle Kraftwerke) als auch im Wärmebereich (Nahwärme, Inselnetze) vorteilhaft ist. Die aktuellen Diskussionen² hinsichtlich der Notwendigkeit einer bedarfsgerechten Stromerzeugung (durch effiziente KWK-Anlagen) als Regelmechanismus zum Ausgleich von FEE-Einspeisungen bestätigen diesen Ansatz.

Das im Rahmen des 5. Energieforschungsprogrammes der Bundesregierung (EFP) co-geförderte EU-Projekt „SEMS – Sustainable Energy Management Systems“ greift diesen Ansatz auf und liefert für den Forschungsbereich „Übergreifende Forschungsthemen für erneuerbare Energien“, Unterpunkt „Integration der erneuerbaren Energien in das Gesamt-Energiesystem“ einen wichtigen Beitrag zu dem Hauptaspekt „Integration der EE im Stromsektor: Angebots und Nachfrage-management, Vernetzung und Einsatz von Kommunikations- und Informationstechniken zur Regelung, Regelenergie, Reserveenergie, Energiespeicher und Versorgungssicherheit des Stromsystems“ Des Weiteren wurden zu den Teilaspekten „Erneuerbare Energien und Wärmeversorgung“ und „Dezentralisierung, Vernetzung und Harmonisierung in der Energieversorgung“ durch den Aufbau eines dezentralen Energiemanagementsystems unter Einbindung des Strom- und Wärmesektors, Arbeiten durchgeführt und wertvolle Erkenntnisse abgeleitet (vgl. Punkte 1 – 8).

¹ Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien, FKZ 90141803, BMU, Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI, 2004

² BMU, Thesenpapier zum 2. EEG-Dialog „Potenzial und Rolle von Biogas“, Berlin, 04.02.2013

Im Rahmen des Projektes konnten im Kontext der obigen Ziele – auf der Basis praktischer Erfahrungen und Modellierungen - die Möglichkeiten einer Vernetzung und Integration erneuerbarer Energien und KWK-Technologien in kommunalen Strukturen im Sinne eines „bottom-up“-Ansatzes untersucht und bewertet werden. Untersuchungsräume für die Vernetzung regionaler / dezentraler Erzeuger und Verbraucher waren dabei vier europäische Kommunen in Deutschland, Österreich, Luxemburg und Polen. Neben den jeweiligen lokalen Gegebenheiten flossen dabei auch Fragen und Notwendigkeiten der jeweils vorhandenen überregionalen Netzstrukturen in die Betrachtung ein.

Im Vergleich zu dem bestehenden „top-down“ Ansatz einer eher zentral ausgelegten Energieversorgung sollte auf diese Weise gezeigt werden, wie – insbesondere aus Sicht der Bioenergie als speicherbarer und flexibel einsetzbarer Energieträger – regenerativ basierte, dezentrale Energieversorgungsstrategien zur Transformation des Energiesystems beitragen können.

Bisherige Erfahrungen im Bereich dezentraler Energie(management)systeme lagen zum Projektstart bereits aus den Projekten KonWerl und EDison vor, jedoch konnte letztendlich in keinem der beiden Projekte eine Evaluierung des „bottom-up“ Ansatzes durchgeführt werden – zum Teil aufgrund der individuellen Zielsetzungen der Projekte und zum Teil aufgrund von divergierenden wirtschaftlichen Interessen der beteiligten Projektpartner.

Ein neuartiger Lösungsansatz in Bezugnahmen auf die energiepolitischen Ziele besteht in der Auswertung der beispielhaften Umsetzung intelligenter, dezentraler Energieversorgungssysteme, wie dies in dem im Folgenden behandelten EU-Projekt *SEMS – Sustainable Energy Management Systems* untersucht wurde, mit dem Ziel:

- die Qualität der dezentralen Energieeinspeisung, insbesondere auf Bioenergie basierender BHKW, belastbar beurteilen zu können
- die Energie möglichst dort zu erzeugen, wo sie gebraucht wird, bzw. zu verbrauchen, wo sie erzeugt wird,
- die verfügbare Energie – insbesondere dargebotsabhängige regenerative Energie – der Last zuzuführen, die im Augenblick des Dargebots den dringendsten Bedarf bzw. die beste Verwendung hat,

- ggf. erforderlichen überregionalen Energieaustausch mit dem Netz zu optimieren und so
- die Versorgung des Gebietes energetisch, ökonomisch und/ oder ökologisch nach vorzugebenden Kriterien zu optimieren.

Die Hauptaufgabe bestand dabei in der Vorbereitung zur bzw. die Implementierung des von der Firma SIEMENS entwickelten „Dezentralen Energiemanagementsystems – DEMS®“ in allen beteiligten Regionen³ und der Betreuung des Systems inkl. aller wissenschaftlicher Analysen während der Projektlaufzeit.⁴

2 Projektspezifische Fragestellungen

Im SEMS-Projekt wurden zur Einschätzung und Bewertung des Beitrags dezentraler, erneuerbarer Energien und KWK-Technologien zum aktuellen Transformationsprozess des Energiesystems folgende nationale Fragestellungen vor dem Hintergrund zunehmender dezentraler Energieerzeuger auf der Basis erneuerbarer Energieträger, insbesondere der Bioenergie, behandelt. Dazu wurden unter anderem die folgenden Fragestellungen aufgegriffen:

- *Wie kann insbesondere Bioenergie als speicherbarer und bedarfsgerecht einsetzbarer Erneuerbarer Energieträger ökonomisch und ökologisch optimiert in die regionale, dezentrale Energieversorgung integriert werden. Dies kann zum einen zum Ausgleich der Lastschwankungen der nicht regelbaren EE-Träger sein oder zum anderen im Bereich der Grundlastbereitstellung.*
- *Wie bewähren sich die unterschiedlichen dezentralen Bioenergie KWK-Technologien im Zusammenspiel zu einen „virtuellen Kraftwerk“?*

³ in unterschiedlicher Umsetzungstiefe in den Kommunen Weilerbach (D; alle Komponenten), Randange (L; nur Teilkomponenten), und Tulln (A; nur Teilkomponenten)

⁴ Insbesondere dieser Teilaspekt des Projektes wurde von den EU-Kommission und ihren Evaluatoren sehr positiv bewertet. Zum einen wegen der Notwendigkeit einer belastbaren Bewertung erneuerbarer Energien als Bestandteil der Energiewirtschaft, der gezielten Einbindung der Bioenergie sowie der Einbindung eines starken Industriepartners. Neben einer Ausdehnung entsprechender Aufgaben auf den Wärmemarkt können solche Systeme zudem mittel- bis langfristig koordinierende Funktionen im Rahmen einer termingerechten Biomassebrennstoffbereitstellung sowie im Bereich des gesamten regionalen Stoffstrommanagements übernehmen.

- *Wie, d.h. mit welcher Begründung und Bewertung, können die unterschiedlichsten Marktteilnehmer im liberalisierten Energiemarkt mit z.T. divergierenden Interessenlagen dazu motiviert werden, das zu tun, was volkswirtschaftlich am sinnvollsten ist?*⁵
- *Welche Anreizinstrumente bzw. gesetzlichen Rahmenbedingungen wirken förderlich bzw. hemmend auf den flächendeckenden Einsatz von dezentralen Energieversorgungssystemlösungen auf Basis der Erneuerbaren Energien und insbesondere Bioenergie aus?*

Aufgrund der starken Dynamik hinsichtlich der bestehenden Rahmenbedingungen (grundsätzliche Einschätzungen, EE-Ausbauerfolge, EEG-Veränderungen, etc.) in den letzten Jahren wurden die Untersuchungsansätze während der Projektbearbeitung entsprechend der erzielten Erkenntnisse und Erfahrungen erweitert.

In diesem Sinne sind folgenden grundlegende Fragen zu nennen, welche im Rahmen des Projektes untersucht wurden und die obig genannten Fragestellungen integrieren:

1. *Können fluktuierende erneuerbare Energien, wie Wind- und Sonnenenergie, durch dezentrale, regelbare erneuerbare Energien, insbesondere der Bioenergie als speicherbarer Energieträger, ausgeglichen werden?*
2. *Sind die vorhandenen Strukturen der Energiewirtschaft ausreichend für die flächendeckende Implementierung von dezentralen, erneuerbaren Energien?*
3. *Wie könnten ggfs. eine Neuorganisation und entsprechende Betriebsführungskonzepte gestaltet werden?*
4. *Welche Kommunikationsmethoden sind für die Wandlung einer angebotsorientierten zu einer dargebotsbasierten Versorgungswirtschaft erforderlich?*

⁵ Zitat aus BTU-Studie: Bedeutung der dezentralen Stromerzeugung mit Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und BHKW sowie des Last- und Energiemanagements in der Stromversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2020

5. *Welche technischen und regelungstechnischen Anforderungen müssen die EE-Technologien erfüllen, um in einem dezentralen Energiemanagementsystem ökologisch und ökonomisch eingesetzt werden zu können?*
6. *Wie könnte eine Kaskadierung eines dezentralen Energiemanagementsystems aufgebaut werden, um die erneuerbaren Energien stufenweise (Netzintegration) einzubinden?*
7. *Ist die Entwicklung einer Ausbaustrategie zur Vermeidung eines unkontrollierten, flächendeckenden Ausbaus dezentraler EE-Anlagen erforderlich?*
8. *Können durch eine optimierte Einbindung dezentraler EE-Anlagen Kosteneinsparungen für den Netzausbau abgeleitet werden?*

Die Ergebnisse des Projektes liefern damit einen Beitrag zum Transformationsprozess in Deutschland und unterstützen somit die Bundesregierung bei der Strategieentwicklung zum Ausbau und der Integration erneuerbarer Energien.

3 Wissenschaftlich-technische Ergebnisse und Erfahrungen

Im Sinne des „bottom-up“ Ansatzes wurde im SEMS-Projekt mit der beispielhaften Umsetzung eines dezentralen Energiemanagementsystems (DEMS) ein pragmatischer Ansatz gewählt, um einen Erfahrungsgewinn hinsichtlich der technischen Machbarkeit sowie im Hinblick auf die ökologische und (volks)wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Integration erneuerbarer Energien und moderner bzw. effizienter KWK-Technologien in dezentrale Strukturen zu erzielen.

Technische Fragen wurden konkret an realen Beispielanlagen innerhalb der Projektgemeinden in Deutschland, Österreich und Luxemburg unter Einbindung von Partnern aus der Industrie, dem Handwerk und der Energiewirtschaft untersucht, ökologische und ökonomische Fragestellungen wurden auf Grundlage der in den Projektgemeinden vorherrschenden und (künftig) möglichen (technischen, wirtschaftlichen und gesetzlichen) Rahmenbedingungen analysiert und ausgewertet⁶.

⁶ Dadurch dass mit der Energiemanagementsoftware DEMS[®] der Fa. Siemens eine marktfähige Software zum industriellen Energiemanagement erstmals zur Prognose und (simulativen) Einsatzplanung dezentraler Erzeugungs-, Last- und Speicherkomponenten auf kommunaler Ebene eingesetzt wurde, konnten zusätzlich zu den grundlegenden Fragestellungen (siehe Kapitel 1) erste

Auf dieser Grundlage können die in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** gelisteten Fragestellungen wie folgt beantwortet werden:

1) Können fluktuierende erneuerbare Energien, wie Wind- und Sonnenenergie, durch dezentrale, regelbare erneuerbare Energien, insbesondere der Bioenergie als speicherbarer Energieträger, ausgeglichen werden?

Erneuerbare Energien, wie Fotovoltaik-, Windenergie⁷- und Biomasseanlagen, sind gemäß der dena-Netzstudie II sowie der VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ besonders für die Bereitstellung von Regelenergie geeignet⁸ und bieten somit eine Möglichkeit, Ausgleichsenergie im Sinne der Systemdienstleistungen zu erbringen.

Besonders Biomasseanlagen lassen sich i.d.R. aufgrund der geringen Masse der Turbinen/Motoren und Generatoren flexibel steuern – zumindest in Grenzen und unter Berücksichtigung zusätzlicher technischer Einrichtungen (Gasspeicher, angepasstes BHKW, etc.) – und können grundsätzlich aufgrund der Fähigkeit, hohe Leistungsgradienten zu vollziehen, in einem Anlagenpool am Regelenergiemarkt teilnehmen.

Alternativ zur Regelenergiebereitstellung kann die Bioenergie auch innerhalb des Bilanzkreis- und Fahrplanmanagements zum Ausgleich fehlender Leistung bei unzureichendem Wind- und Solarstromangebot genutzt werden. Durch die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz kann sie zudem über längere Zeit im Gasnetz bzw. in den (deutschen) Erdgasspeicherkapazitäten zwischengespeichert werden oder zwischenzeitig anderen Nutzungswegen zufließen (ISET, 2008).

Erfahrungen hinsichtlich der Einbindung rechnergestützter (Prognose- und) Monitoringsysteme in Kommunen erzielt werden.

⁷ Gemeinsam mit ENERCON GmbH, Energiequelle GmbH, Tennet T TSO GmbH und Amprion GmbH startet das Fraunhofer IWES 2012 im Auftrag des BMU ein Forschungsprojekt zur Bereitstellung von Regelenergie aus Windkraftanlagen (IWES, 2012).

⁸ Das Potenzial der Windenergie, Regelleistung bereitzustellen, hängt entscheidend von der Genauigkeit der Prognose ab. Durch die Bildung von Windpark-Clustern, die über ein größeres Gebiet räumlich verteilt sind, kann die Genauigkeit der Prognose verbessert werden.

Das Projekt „Regeneratives Kombikraftwerk“ („top-down“-Ansatz) hat gezeigt, dass eine Vollversorgung von Deutschland mit elektrischer Energie durch erneuerbare Energieträger möglich ist – dass allerdings alleine die Bioenergie als speicherbarer Energieträger nicht ausreichen wird, um Zeiten von Schwachlast und hoher Stromproduktion mit solchen geringer Produktion und Starklast auszugleichen. Sie muss daher durch ein intelligentes Speichermanagement ergänzt werden. Dies kann mittels großtechnischer Kraftwerke und Speichern, wie Methan⁹- und Druckluftspeichern oder Pumpspeicherkraftwerken, oder durch die Übertragung der Überschusserzeugungen über längere Distanzen zu vorhandenen Speichern im europäischen Kontext geschehen (ISET, 2008). Für die Wärmeversorgung kommen künftig neben elektrischen Wärmepumpen u.a. auch Wärmenetze sowie Gas-Wärmepumpen und BHKW in Betracht (ISE, 2012).

Im Rahmen des SEMS-Projektes wurden im Sinne eines „bottom-up“ Ansatzes die obigen Erkenntnisse in einen regionalen bzw. kommunalen Kontext gestellt. Dazu wurden in unterschiedlichen Projektkommunen in Deutschland, Österreich und Luxemburg Erzeuger, Lasten und Speicher in ein rechnergestütztes System eingebunden. U.a. wurden sieben Windenergieanlagen, eine Freiflächen- und mehrere kleine Dachflächen-PV-Anlagen, zwei größere Holzhackschnitzelheizungen, zwei Solarthermieanlage, mehrere Gasbrenner, zwei Wärmepumpen, eine Kühllast, mehrere Haushalts- und Gewerbekunden, zwei Nahwärmenetze und mehrere größere kommunale und gewerbliche Stromverbraucher (z.B. kommunale Trinkwasserpumpen, Nachtspeicherheizungen, Kühllasten) mit Mess- und z.T. auch mit Steuerungstechnik ausgestattet und in das dezentrale Energiemanagementsystem integriert.¹⁰

Durch die Verwendung und Analyse der Monitoringdaten konnten differenzierte kommunale Modellierungen durchgeführt und Aussagen zu der kleinräumigen

⁹ in sogenannten Power-to-Gas-Anlagen

¹⁰ Zudem wurden in der Projektregion in Österreich kleinere dezentrale Erzeuger, Verbraucher und Speicher (u.a. eine Kleinwindenergieanlage, mehrere Biomasse-BHKW, Heizkessel, Wärmepufferspeicher und diverse elektrische und thermische Kleinverbraucher) in ein dezentrales Energiemanagementsystem eingebunden. Aufgrund der Verzögerungen beim Aufbau des Monitoringsystems durch den lokalen Partner konnten hier allerdings keine ausreichenden Daten zur Analyse der obigen Fragestellungen akquiriert werden.

Prognose von fluktuierenden erneuerbaren Energien und zu kleinen Verbrauchergruppen im Strom- und Wärmesystem, zur Einsatzplanung von steuerbaren Lasten und Erzeugen sowie zu den Möglichkeiten des lokalen Speichermanagements getroffen werden. Zudem konnten durch den Zusammenschluss der Projektkommunen zu einem virtuellen Kraftwerk überregionale Ausgleichseffekten nachgewiesen und ein großräumiger Energieaustausch befürwortet werden.

Durch die umgesetzten Maßnahmen konnte andererseits aber auch gezeigt werden, dass der – u.a. im Projekt „Regeneratives Kombikraftwerk“ – identifizierte Bedarf an großtechnischen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten durch die Flexibilisierung der dezentralen, regelbaren Erneuerbare-Energie-Anlagen, im Besonderen durch Biogasanlagen, aber auch durch die Verschiebung des Energiebedarfs durch Lastmanagement sowie durch die Nutzung vorhandener regionaler Speicherkapazitäten reduziert und somit durch eine ergänzende Optimierung auf regionaler Ebene u.U. ein zusätzlicher Beitrag zu einem Systemausbau geleistet werden kann.¹¹

Abbildung 1 zeigt exemplarisch die in den Szenariensimulationen ermittelten Ausgleichseffekte aufgrund der Ausweitung des Bilanzraumes durch den bilanziellen Zusammenschluss der beiden Projektgemeinden in Deutschland und Luxemburg, ohne dass eine „intelligente“ Steuerung von (Erzeugungs-, Last- oder Speicher-) Einheiten stattgefunden hat. Abbildung 2 demonstriert die zusätzlichen Effekte, die durch ein intelligentes Fahrplanmanagement in den Projektgemeinden erzielt werden können, hier am Beispiel der Import- und Exportmengen in der deutschen Projektgemeinde.¹²

¹¹ Die aus beiden Ansätzen („top-down“ und „bottom-up“) resultierenden Schlussfolgerungen werden in Punkt 6 aufgegriffen.

¹² Die Daten sind dem SEMS-Deliverable D 1.01.2 „Cost efficient operation of DEMS on regional and European level by integration of RES and EE in favor of 100 % energy supply with RES“ entnommen.

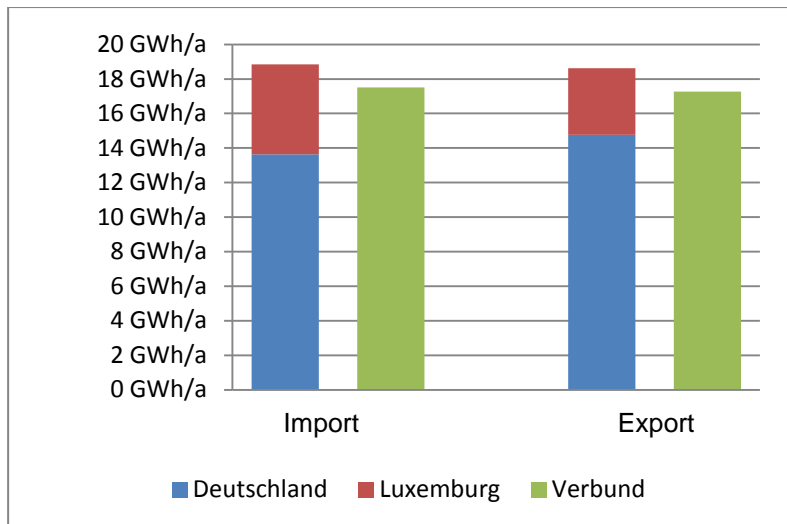


Abbildung 1: Darstellung der interkommunalen Ausgleichseffekte anhand der jährlichen Import- und Exportmengen im Referenzszenario (ohne Energiemanagement) (vgl. EU-Bericht D 1.01.2)

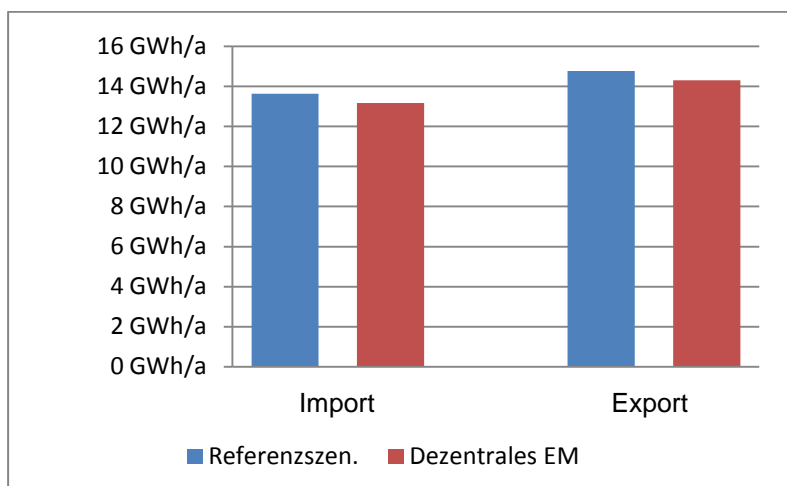


Abbildung 2: Darstellung der durch dezentrales Energiemanagement (EM) bedingten Optimierungseffekte innerhalb der deutschen Projektgemeinde Weilerbach anhand der jährlichen Import- und Exportmengen (vgl. EU-Bericht D 1.01.2)

Die Bioenergie als speicherbarer Energieträger ist dabei im Gegensatz zu den in den SEMS-Projektgemeinden identifizierten kommunalen und gewerblichen Lastmanagementpotenzialen (z.B. Kühlhäuser, Wärmepumpen und Trinkwasserpumpen) weitestgehend unabhängig vom individuellen Verbraucher- bzw. Nutzerverhalten sowie von (Arbeits- und Fertigungs-)Prozessen – beispielsweise im Gewerbe und der Industrie. Sie erfordert jedoch als Voraussetzung zur Flexibilisierung

des Anlagenbetriebes technische Anpassungen bzw. Erweiterungen der Anlagen- und der Steuer- und Regelungstechnik (z.B. Erweiterung des Gas- / Wärmespeichers) sowie nach derzeitiger Einschätzung zusätzliche übergeordnete Organisationsstrukturen (z.B. Risikomanagement, Haftungsregelungen / rechtlicher Rahmen).

Das SEMS-Projekt konnte hierzu durch Simulationen in den Projektgemeinden zeigen, dass durch die Erweiterung der installierten Anlagenleistung eines Biogas-BHKW und dessen Gasspeicher und somit durch die Flexibilisierung der vorhandenen Biogaspotenziale ein deutlich größerer Effekt im Hinblick auf die Reduzierung der regionalen CO₂-Emissionen erzielt werden kann, als durch die Nutzung vorhandener Lastmanagementpotenziale in den Projektgemeinden (vgl. EU-Bericht D 1.01.5 „*Final Report on DEMS*“).

Über die Nutzung dezentraler, regelbarer Bioenergieanlagen innerhalb von regionalen Energiemanagementstrukturen und somit über die Rolle der Bioenergie in regionalen Strukturen werden daher in Zukunft in erster Linie die Kosten für die Erweiterung der Anlagentechnik sowie die entstehenden Möglichkeiten zur (kostendeckenden) Teilnahme an den Energiemärkten¹³ entscheiden (vgl. EU-Bericht D 1.01.2 „*Cost efficient operation of DEMS on regional and European level by integration of RES and EE in favour of 100 % energy supply with RES*“). Eine Flexibilisierung über ein dezentrales Energiemanagement im Bilanzraum kleiner und mittlerer Kommunen ist dabei möglich, führt jedoch nach den SEMS-Erfahrungen aufgrund der überproportional hohen (fixen) Systemkosten zu einem ökonomisch weniger tragfähigen Ergebnis. In den SEMS-Simulationen konnte gezeigt werden, dass sich der Preis für Strom- und Wärmebereitstellung in den Projektgemeinden aufgrund der zusätzlichen Kosten durch den Aufbau und Einsatz eines dezentralen Energiemanagements (Software, Telekommunikation, Wartung, Wetter- und Energieprognosen, Mess- und Steuerungstechnik, etc.) um bis zu 0,8 €/ct/kWh erhöht (vgl. EU-Bericht D 1.01.2 und D 4.02.4). Dabei sind v.a. die Kosten für die Mess- und Steuerungstechnik und die Datenübertragung sowie für die Systemimplementierung (Konfiguration der DEMS-Software, Aufbau der Datenbanken, usw.) ausschlaggebend für die Gesamtzusatzkosten.

¹³ siehe hierzu Frage und Antwort 3

Es ist daher interessant, die hier erzielten Erfahrungen auf einen größeren Bilanzraum zu übertragen, um zu untersuchen inwieweit sich durch erweiterte Systemelemente (EE-Einspeisung, flexibilisierbare Lasten, etc.) und Optionen zur Marktteilnahme eine Verbesserung der ökonomischen Situation darstellen lässt („economy of scale“). Entsprechende Untersuchungen werden in einem BMU-Projekt (FKZ 0325319; Laufzeit: 09/2011 bis 08/2013) am Beispiel des Bilanzraumes der Stadtwerke Trier durchgeführt. Des Weiteren herrscht derzeit – auch im Kontext aktueller bundesweiter Diskussionen – noch keine absolute Klarheit darüber, welche Rolle die Biomasse künftig entnehmen wird und welchen Beitrag sie zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten kann.¹⁴

2) Sind die vorhandenen Strukturen der Energiewirtschaft ausreichend für die flächendeckende Implementierung von dezentralen, erneuerbaren Energien?

Im Sinne der Definition umschreibt „Energiewirtschaft“ die Gesamtheit aller Prozesse von der Gewinnung über die Umwandlung bis hin zum Transport und Verbrauch von Energie auf Basis fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger. Die Koordination der energiewirtschaftlichen Aktivitäten erfolgt dabei über verschiedene Märkte oder andere Allokationsmechanismen, die von der Energiepolitik gestaltet und beeinflusst werden (Fuchs, 2013).

Im Rahmen des SEMS-Projektes wurden in erster Linie energietechnische Strukturen im Sinne eines dezentralen Energiemanagements betrachtet. Des Weiteren wurden in orientierender Form energiewirtschaftliche Strukturen im überregionalen und europäischen Kontext untersucht.

Der flächendeckende Ausbau der erneuerbaren Energien in der Elektrizitätsversorgung bedingt den Übergang von großräumigen zentralen Versorgungsstrukturen hin zu dezentralisierten Systemen, in denen bedarfsgerecht regulierbare Anlagen der erneuerbaren Energien (Biomasse, Geothermie, Klär-, Deponie-, Gruben-

¹⁴ Aktuell beschäftigt sich u.a. ein Projekt des BEE mit dem Beitrag der Bioenergie zur Energiewende, das durch die IZES gGmbH bearbeitet wird. Projektlaufzeit: 12/2012 bis 05/2013

gas)¹⁵ – so weit möglich¹⁶ – die bisherigen Aufgaben zentraler Großkraftwerke (Systemdienstleistungen wie Regelenergiebereitstellung) übernehmen (nach dem „top-down“-Ansatz).

Um den Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung bis 2020 auf 39 % zu erhöhen und somit den Atomausstieg bis 2022 zu ermöglichen, hat die Bundesregierung mit dem Energieleitungsausbaugesetz 2009 bislang v.a. auf den Netzausbau und die Verstärkung bestehender Trassen gesetzt (dena, 2010). Allerdings ist bislang ein Großteil der geplanten Ausbauprojekte deutlich im Rückstand (BNA, 2012), sodass bereits heute – verstärkt durch den Wegfall von Atomkraftwerken – z.B. im Großraum Hamburg, Engpässe und Spannungsprobleme drohen (agrarheute.com, 2012). Die Flexibilisierung des gesamten Stromsystems wird in diesem Sinne als eine notwendige Voraussetzung angesehen, um die erneuerbaren Energien möglichst kosteneffizient in das Stromsystem zu integrieren. Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) misst dabei besonders den dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen eine hohe Bedeutung bei der Übernahme von Systemdienstleistungen zu und fordert die Politik auf, durch zusätzliche Flexibilisierungsoptionen die Systemintegration der erneuerbaren Stromerzeugung langfristig zu verbessern (TAB, 2012), da das derzeitige Strommarktdesign aufgrund der geringen Strompreisunterschiede (im Tagesverlauf) nur in Ausnahmesituationen einen Anreiz zur Flexibilisierung von Erneuerbare-Energie-Anlagen bietet. Zudem verhindern u.a. die hohen Anforderungen des Regelenergiemarktes sowie das Doppelvermarktungsverbot des § 56 EEG in vielen Fällen die Teilnahme von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Regelenergiemarkt und somit eine Flexibilisierung dezentraler, steuerbarer Erneuerbare-Energie-Anlagen (BBE, 2011).

Auch in der Regenerativen Modellregion Harz (RegModHarz) wurde nachgewiesen, dass die Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch intelligentes Fahrplan- und Speichermanagement sowie die Vermarktung von überschüssigem

¹⁵ Auch Windenergie- und Fotovoltaikanlagen sind unter bestimmten Randbedingungen regelbar und können Systemdienstleistungen erbringen (dena, 2010) und somit zur Stabilisierung der Netze beitragen (IWES, 2012).

¹⁶ Wo es keine Alternativen gibt, werden fossile Brennstoffe auch langfristig als Primärenergieträger eingesetzt werden (BMU, 2003).

Strom aus Erneuerbare-Energie-Anlagen zurzeit nur innerhalb des EEG ökonomisch sinnvoll ist (IWES, 2012). Das derzeitige Strommarktdesign muss daher (möglicherweise) grundlegend überarbeitet werden, um den neuen Rahmenbedingungen gerecht zu werden¹⁷ und einen Anreiz zur Flexibilisierung von dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen zu bieten.

Abbildung 3 zeigt die in den SEMS-Projektgemeinden modellierte Energieversorgungsstruktur. Die Anwendung (Inbetriebnahme, Bedienung, Wartung, etc.) des dezentralen Energiemanagementsystems (DEMS) liegt hierbei in der Verantwortung des überregionalen Energieversorgers.¹⁸

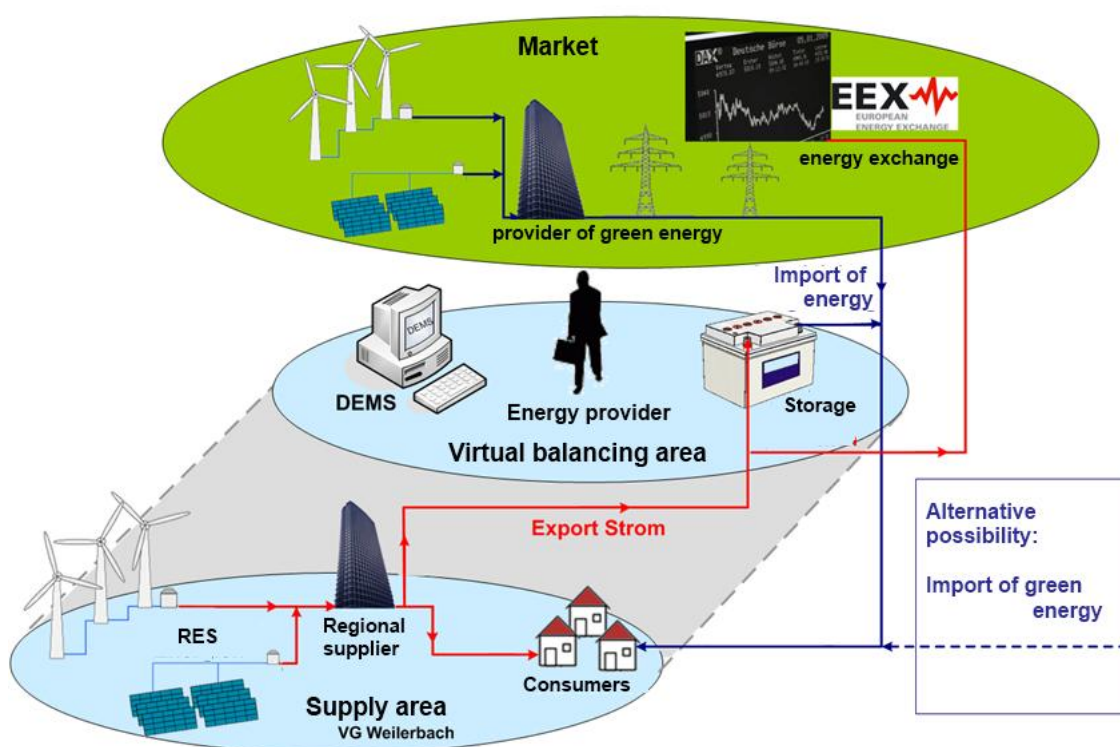


Abbildung 3: Darstellung der im SEMS-Projekt modellierten energiewirtschaftlichen Struktur

Die Erfahrungen im SEMS-Projekt haben allerdings gezeigt, dass (auf kommunaler Ebene) unter den derzeitigen Rahmenbedingungen für die Betreiber von dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen kein Anreiz zur (aktiven) Teilnahme an

¹⁷ Als ein zentrales Element eines veränderten Marktdesigns werden aktuell u.a. Kapazitätsmärkte diskutiert (TAB, 2012).

¹⁸ Alternativ könnte dies auch der Netzbetreiber sein.

den Energiemärkten besteht. Dies gilt auch für die Flexibilisierung von (größeren Industrie-) Lasten und den Einsatz von Speichern, die im Verbund mit Erneuerbare-Energie-Anlagen (Virtuelles Kraftwerk) ebenfalls zur Optimierung der regionalen Energieversorgung beitragen können. Die Gründe dafür sind vielfältig:

- hoher technischer Aufwand für das Monitoring und Steuerung der flexibilisierten Anlagen (Kosten für IKT, Implementierung dezentraler Energiemanagementsysteme, Aufbau und Pflege von Datenbanken, quasikontinuierliche Messung der Prozesswerte, Datenübertragung, -aufbereitung, -archivierung, Erstellung / Einbindung von Erzeugungs- und Lastprognosen, Fahrplanmanagement, Einplanung von Reserveleistungen, etc.)
- mangelnde Erfahrung bei der Nutzung von Flexibilitätsoptionen
- gesetzliche Hürden (Präqualifikationsbedingungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Doppelvermarktungsverbot des EEG, etc.)
- zusätzliches Risiko für den Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen aufgrund von Planungsunsicherheiten bei einer Vermarktung außerhalb des EEG
- fehlende Zuständigkeit und divergierende Interessen bei Anlagenbetreibern, Energieversorgern, Lieferanten und Netzbetreibern, hinzu kommen technische Restriktionen sowie Einschränkungen durch die Nutzung der Anlage (z.B. Gasspeichervolumen bei Biogasanlagen; Deckung des Wärmebedarfs bei KW(K)K-Anlagen; Einbindung in Produktionsprozesse in Industrie- und Gewerbeunternehmen, z.B. Kühllasten in der Fleischverarbeitungsindustrie)

Entsprechende Akteursgespräche haben im Rahmen des SEMS-Projektes verdeutlicht, dass, solange die (zusätzlichen) Kosten der Einspeisung von Erneuerbare-Energie-Anlagen über den Strompreis bzw. die Netzentgelte auf den Endkunden umgelegt werden können, die Akteure der Energiewirtschaft (wie Gemeindewerke, Netzbetreiber, Stromlieferanten, etc.) nur ein geringes Interesse daran haben, dezentrale Erneuerbare-Energie-Anlagen außerhalb des EEG lastabhängig zu vermarkten und Vorhaben außerhalb hoch-budgetierter Forschungsprogramme zu unterstützen.

Außerdem sind die Betreiber von dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen durch die derzeitige Unsicherheit hinsichtlich ihrer Rolle im zukünftigen Energiesystem verunsichert (Wie sieht ein mögliches neues Strommarktdesign aus? Welche Rolle

spielen erneuerbare Energien zukünftig im Wärmemarkt? Welchen Beitrag kann die Bioenergie zur Transformation des Energiesystems erbringen? Inwieweit ist eine Flexibilisierung von dezentralen Anlagen notwendig und inwieweit ist es überhaupt betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvoll auf regionaler Ebene zu optimieren?).

Der Handlungsbedarf besteht nun darin, auf nationaler Ebene eine klare Linie vorzugeben und somit sicherzustellen, dass die Transformation des Energiesystems möglichst effizient von statten geht.

Das SEMS-Projekt liefert hierzu erste Anhaltspunkte. Wie bereits in Punkt 1 beschrieben wurde, konnte in der Simulation unterschiedlicher Flexibilisierungsoptionen gezeigt werden, dass aufgrund von Skalen- und Ausgleicheffekten ein Energiemanagement im übergeordneten Kontext kostenseitig deutlich effizienter ist als Einzeloptimierungen im kleinräumigen, regionalen Kontext. In weiteren Forschungsprojekten sollte nachfolgend untersucht werden, in welchen Fällen eine kleinräumige Optimierung („bottom-up“) – die aus betriebswirtschaftlicher Sicht für den Anlagenbetreiber sinnvoll ist – auch volkswirtschaftlich von Nutzen ist und daher möglicherweise in Ergänzung zu einem kaskadierten, überregionalen / gesamteuropäischen Energiemanagementsystem („top-down“) angewendet werden könnte. Daher ist es wichtig, in Pilotprojekten weiterhin sowohl klein- als auch großräumige bzw. sowohl regional als auch Regionen übergreifende (Flexibilisierungs-) Ansätze zu unterstützen und entsprechende, neu entwickelte Marktmodelle volkswirtschaftlich zu bewerten. Neben den rein ökonomischen Effekten spielen dabei auch weiche Faktoren, wie z.B. die kommunale Identität und das kommunale Leitbild, eine Rolle, welche grundsätzlich Akzeptanz fördernd sind („unsere Energie“) und daher von den kommunalen Entscheidungsgremien gerne bedient werden.

Im Hinblick auf die vorhandenen energiewirtschaftlichen Strukturen hat das SEMS-Projekt gezeigt, dass die derzeitigen Strukturen (v.a. vorhandene Refinanzierungsmechanismen wie das EEG) nicht ausreichen, um den Akteuren vor Ort einen Anreiz zu Flexibilisierung der vorhandenen Erzeugungs- und Lastmanagementpotenziale zu bieten. Das Risiko, besonders in Gewerbe- und Industrieunternehmen, durch den Eingriff in Arbeitsprozesse (z.B. Beeinflussung von Kühlanlagen in der Lebensmittelproduktion) einen Schaden zu verursachen, der sich auf-

grund fehlender Erfahrungen vorab nicht ausschließen lässt, verhindert zudem die Bereitschaft der Anlagenbesitzer und Anlagenbetreiber zur Teilnahme an Pilotprojekten. Die Gründe dafür sind vielfältig und reichen von der Störung bereits weitestgehend optimierter Arbeitsprozesse bis zur Verletzung von Qualitätsanforderungen. Desweiteren sind die Zielfunktionen zur Optimierung der lokalen Energieversorgung (ökologisch und ökonomisch) unter den derzeitigen Rahmenbedingungen (Tarifstrukturen) zum Teil gegenläufig und vermindern somit das bestehende Potenzial zur Flexibilisierung der vorhandenen Anlagen (z.B. Vermeidung von Spitzenlast zur Senkung des Leistungspreises vs. hoher Anteil lokaler erneuerbarer Energien an der Energieversorgung mit dem Ziel der CO₂-Emissionsminderung).

Desweiteren fehlen im derzeitigen Stromsystem bislang jegliche Anreize zur Optimierung eines kleineren (untergeordneten) Bilanzraumes (in der Größenordnung einer Gemeinde), wodurch weder Energieversorger noch Netzbetreiber zu einer entsprechend flexibilisierten Betriebsweise von Anlagen bzw. entsprechender Tarifänderungen in ihrem Bilanzraum angestoßen werden.

3) *Wie könnten ggfs. eine Neuorganisation und entsprechende Betriebsführungskonzepte gestaltet werden?*

Der Betrieb von Erneuerbare-Energie-Anlagen ist derzeit rein wirtschaftlich organisiert und orientiert sich an dem jeweiligen zugrundeliegenden Geschäftsmodell. Den Rahmen dafür bildet das EEG, dessen Zielsetzungen in den vergangenen Jahren sehr unterschiedlich waren. Zunächst stand nur die Mobilisierung der Erneuerbare-Energie-Potenziale im Vordergrund, mittlerweile werden mehr und mehr Aspekte der Systemtransformation und der Flexibilisierung wichtiger. Dies wurde nicht zuletzt auch durch die Einführung der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie im EEG 2012 berücksichtigt. Das Gros der (flexiblen) Erneuerbare-Energie-Anlagen wird derzeit allerdings nach wie vor nach der ursprünglichen Zielsetzung des EEG 2004 mengenorientiert und nachfrageunabhängig eingesetzt und entsprechend vergütet.

Eine weitere Möglichkeit zur Unterstützung von Investitionen in flexible Anlagen, die sich nicht vollständig über Großhandelsmärkte refinanzieren können, stellen

Kapazitätsmechanismen dar. Mittels Kapazitätsmechanismen erhalten Anlagen eine finanzielle Unterstützung für die Bereitstellung von Kapazitäten. Dies erfolgt bereits in vielen europäischen Ländern und auch in Deutschland gibt es mit dem Regenergiemarkt ein Instrument, welches das reine Vorhalten von Kapazitäten vergütet, wenn auch nur über die kurzen Ausschreibungszeiträume der drei Regenergiearten PRL, SRL und MRL (eine Woche bzw. vier Stunden). Somit könnten auch erneuerbare Energien und Speicher, die zur Flexibilisierung der Energiesystems (durch ihren Ersatz fossil-nuklearer Kraftwerke zur Regenergieerbringung) beitragen, durch einen entsprechenden Kapazitätsmechanismus oder über ein separates Instrument im Sinne der Ergänzung der Zahlungsströme des EEG finanziell unterstützt werden (Germanwatch, 2012).

Bei einer entsprechenden Vorgehensweise würde für dezentrale, regelbare Erneuerbare-Energie-Anlagen – im Gegensatz zu dem derzeitigen System, in dem nach den Grundsätzen des EEG in erster Linie die eingespeiste Menge an Strom ausschlaggebend ist – ein finanzieller Anreiz bestehen, Leistungen vorzuhalten und bedarfsgerecht einzuspeisen. Mit der Neufassung des EEG 2012 ist hier, wie bereits oben erwähnt, ein erster Schritt getan, indem Betreiber von Biogasanlagen eine zusätzliche Flexibilitätsprämie erhalten, wenn sie in das neue Marktprämienmodell wechseln und mit einer erhöhten Anlagenleistung regelbaren Strom erzeugen. Bislang wurde die Flexibilitätsprämie allerdings nur sehr verhalten angenommen. Im Oktober 2012 hatten lediglich 29 Biogasanlagen in Deutschland die Flexibilitätsprämie bei der BNetzA beantragt. Ob diese Anlagen die Flexibilitätsprämie auch tatsächlich nutzen, ist nicht bekannt.¹⁹

Die im SEMS-Projekt dargestellten Betriebsführungskonzepte wurden losgelöst vom EEG betrachtet. Dabei wurde vorwiegend die Betriebsweise von Biogas-BHKW flexibilisiert und gezielt auf das Zusammenspiel mit den fluktuierenden erneuerbaren Energien hin untersucht. Dazu wurden die installierte Anlagenleistung simulativ durch ein zusätzliches BHKW-Modul erhöht und die Fahrweise der BHKW-Module an die fluktuierende Einspeisung aus Wind und Sonne sowie an die entsprechende Residuallast angepasst. Die Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass neben den Kapazitätsmechanismen weitere Mechanismen bzw. Anrei-

¹⁹ Fraunhofer IWES beim BMU-Workshop Monitoring Direktvermarktung am 13.11.2012

ze erforderlich sind, um die organisatorischen/technischen Zusatzkosten (durch Fahrplanmanagement, Last- und Erzeugungsprognosen, Speichermanagement, Einsatzplanung, Vorhaltung von Reserveenergie, Wartung und Betrieb des Energiemanagementsystems, zusätzliche IKT, etc.) auszugleichen, die durch die intelligente Vernetzung der Systemkomponenten zu einem dezentralen Energiemanagementsystem²⁰ entstehen (vgl. auch Punkt 2).

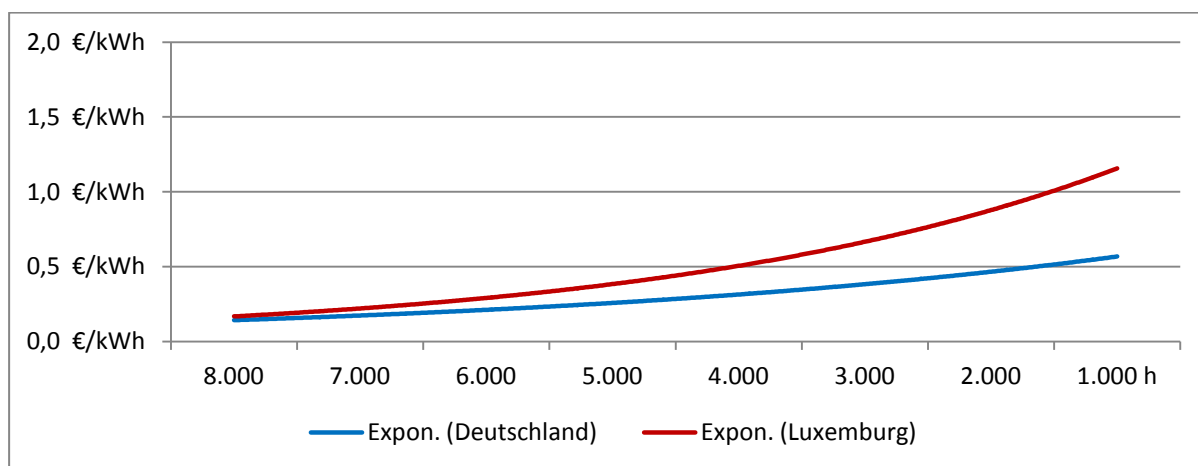


Abbildung 4: Darstellung der Sensitivität der Erzeugungskosten eines Biogas-BHKW in Abhängigkeit der Volllaststunden nach Angaben der Energieversorger in den SEMS-Kommunen

Die spezifischen Erzeugungskosten eines Biogas-BHKW steigen dabei nach Einschätzung der Energieversorger in den SEMS-Projektgemeinden mit abnehmender Volllaststundenzahl entsprechend der in Abbildung 4 dargestellten Kennlinien. In den SEMS-Szenarien entstanden alleine durch die Flexibilisierung von zwei Biogas-BHKW aus Sicht der Anlagenbetreiber zusätzliche Erzeugungskosten (ohne die Kosten für benötigte zusätzliche Infrastruktur zum Aufbau eines dezentralen Energiemanagementsystems) von annähernd 220.000 €. Dies entspricht etwa 6 % der eigentlichen Erzeugungskosten der betrachteten BHKW.

Aktuell beschäftigen sich viele Forschungsprojekte in Deutschland mit technischen und wirtschaftlichen Aspekten unterschiedlicher Flexibilisierungsoptionen und entsprechenden Betriebsführungskonzepten. Im Bereich der Bioenergienutzung ist

²⁰ Z.B. im Sinne eines virtuellen Kraftwerks bzw. Kombikraftwerks

hier z.B. das Verbundprojekt „OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs von flexiblen Biogasanlagen“ des deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) zu nennen, das unter ökonomischen Gesichtspunkten speziell die Möglichkeiten der bedarfsgerechten Bereitstellung von grundsätzlich grundlastfähigem Strom zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen betrachtet. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen könne laut DBFZ – wie dies auch im SEMS-Projekt simuliert wurde – durch eine Erweiterung der installierten Leistung der Biogasanlagen, z.B. durch die Installation eines weiteren Blockheizkraftwerkes (BHKW), und bei Bedarf durch eine Erhöhung der Gas- und Wärmespeicherkapazitäten²¹ – erreicht werden (agrarheute.com, 2012). Die durch die Anlagenanpassung verursachten Kosten sollen dann durch Erlöse im Rahmen der Direktvermarktung und in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie ausgeglichen werden (CleanThinking, 2012). Das letztendlich aus den Erfahrungen des SEMS-Projektes entwickelte BMU-Projekt „Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen“²² untersucht weitere mögliche Vermarktungsoptionen im Bereich der erneuerbare-Energie-Anlagen und berücksichtigt hierbei besonders die Möglichkeiten des Anlagen-Poolings, um so im Anlagenverbund verschiedener Erneuerbare-Energie-Anlagen flexibel am Energiemarkt zu platzieren.

Die Ergebnisse des SEMS-Projektes haben gezeigt, dass die wirtschaftliche Optimierung einer einzelnen Anlage nicht unbedingt zu einer Systemoptimierung und somit zu einer volkswirtschaftlichen Optimierung führt. Marktmechanismen oder Vergütungsmodelle sollten daher anstelle von Einzeloptimierungen zukünftig verstärkt Systemlösungen unterstützen und somit verhindern, dass volkswirtschaftlich ineffiziente Nischenprodukte zum Vorteil Einzelner genutzt werden. Da im Gegensatz zu dem in der Vergangenheit zentralen Stromsystem mit wenigen großen

²¹ Durch die Einspeisung ins Erdgasnetz (mit seiner Speicherfunktion) ist es möglich, die Biogasverstromung und somit die Höhe der Regelleistung, die von Biogasanlagen angeboten werden kann, von den Bedingungen vor Ort, wie z.B. der Gasspeicherkapazität, zu entkoppeln (dena, 2010).

²² Förderzeichen 41V6103

Kraftwerken künftig viele kleinere, dezentrale Anlagen und Anlagenverbünde und entsprechend viele Marktteilnehmer am Energiehandel beteiligt sein werden, sollten für das zukünftige Strommarktdesign entsprechende Marktmechanismen bzw. Maßnahmen überlegt und untersucht werden, die Stromaustausch und Handelsaktivitäten auf der Bilanzraumbene des überregionalen Energieversorgers möglich machen (s. Abbildung 3). Dies hat v.a. den Vorteil, dass der überregionale Energieversorger als Bilanzkreisverantwortlicher die Zuständigkeit für den Betrieb des dezentralen Energiemanagementsystems und somit die Rolle des Energiemanagers übernehmen kann. Dabei können vorhandene Kompetenzen und Strukturen (Energie- und Leistungsmessungen an Koppelstellen, Energieprognosen, Fahrplanmanagement, Handel an der Strombörse, Verträge mit Sondervertragskunden, etc.) genutzt werden.²³

Zusätzlich werden durch die Ausdehnung des Bilanzraumes die Ausgleichseffekte zwischen kleineren Subbilanzräumen, wie Gemeinden, genutzt, was u.a. die Energieprognose und das Fahrplanmanagement sowie die damit verbundene Energiebeschaffung erleichtert. Im SEMS-Projekt konnte die Ausdehnung des Untersuchungsgebietes von einer Projektgemeinde auf eine ganze Region (Pfalzwerke-Versorgungsgebiet) aufgrund fehlender Datengrundlagen nur ansatzweise durch den simulativen Zusammenschluss einzelner Gemeinden realisiert und kostenseitig bewertet werden (vgl. Punkt 2). An dieser Stelle besteht somit noch weiterer Untersuchungsbedarf.

4) Welche Kommunikationsmethoden sind für die Wandlung einer angebotsorientierten zu einer dargebotsbasierten Versorgungswirtschaft erforderlich?

Die im Rahmen des SEMS-Projektes angewendeten Kommunikationsmethoden sind technologischer Natur und beziehen sich auf Informations- und Kommunikationstechnologien im Sinne einer Vernetzung von Erzeugern, Lasten, Netzen und ggf. Speichern mit einer zentralen „Intelligenz“.

²³ Die Struktur und der Aufbau eines dezentralen Energiemanagementsystems werden weiter in Punkt 6 beschrieben.

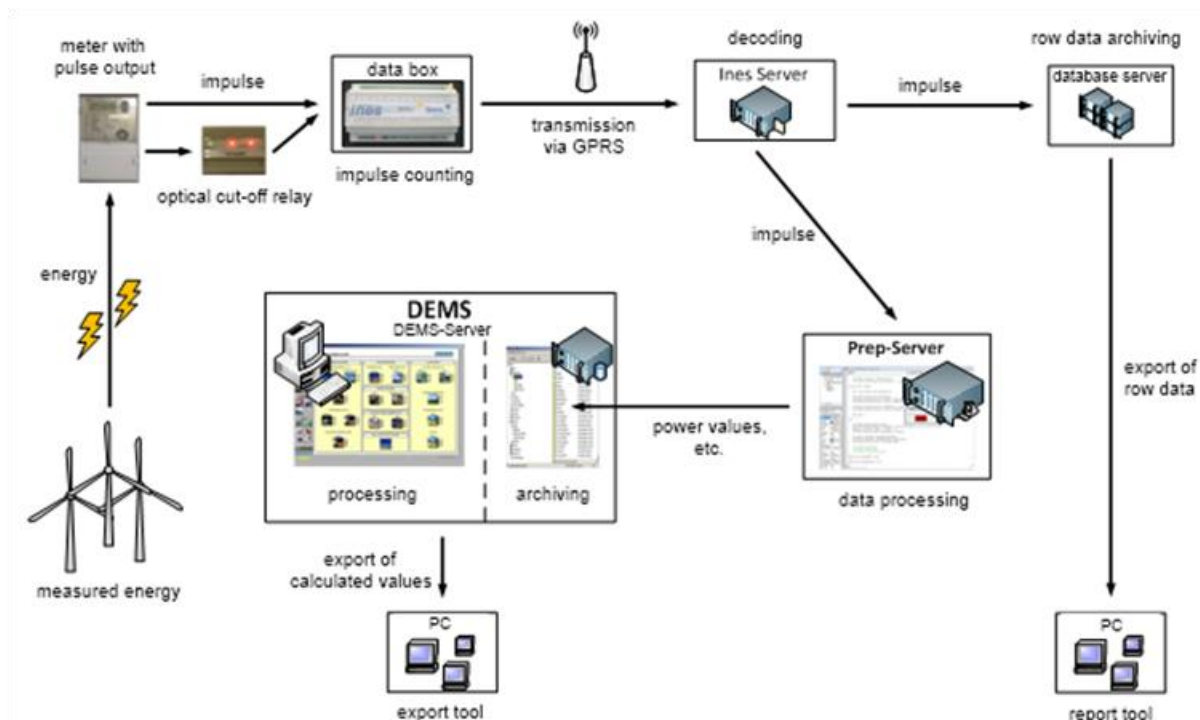


Abbildung 5: Schematische Darstellung der im SEMS-Projekt eingesetzten Kommunikationsstruktur zwischen dem DEMS-Server und den Anlagen (eigene Abbildung)

Diesbezüglich wurde zur Vernetzung der in dem Vorhaben ausgewählten Systemkomponenten (Windparks, Photovoltaikanlagen, Biomasse-BHKWs, Heizkraftwerke, Industrie- und Gewerbelasten, Kühllasten, Haushalte, etc.) anfänglich eine vom Systemlieferanten Siemens vorgeschlagene Mess- und Steuerungstechnik und im späteren Projektverlauf eine speziell entwickelte, kostengünstigere, eigene Übertragungstechnik eingesetzt. Die Mess- und Steuersignale sowie wichtige Informationen zum Anlagenstatus, zu den Umgebungsbedingungen, etc. wurden dabei per GPRS-Modem über das Mobilfunknetz an einen zentralen Server übertragen und dort archiviert. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass sich die Übertragungssicherheit in den vergangenen Jahren deutlich verbessert hat, bedingt durch einen flächendeckenderen Ausbau der Mobilfunknetze. Mussten die Übertragungsboxen zu Beginn des Projektes, also etwa vor fünf Jahren, noch regelmäßig (mindestens einmal im Monat) infolge von länger andauernden Übertragungsnetzausfällen vor Ort manuell neugestartet werden, kam es in den letzten beiden Jahren kaum noch zu Übertragungsunterbrechungen aufgrund von Netzausfällen. Allerdings ist auch heute, v.a. in abgelegenen Gebieten, in denen bevorzugt Windparks und Freiflächenanlagen vorzufinden sind, sowie in vielen Wohngebieten der

Handyempfang nicht ausreichend, um eine sichere Datenübertragung zu gewährleisten. Eine höhere Übertragungssicherheit bieten Telefon- und Internetverbindungen, die allerdings einem Festnetzanschluss erfordern und daher im SEMS-Projekt nicht angewendet werden konnten. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die im SEMS-Projekt in den Projektkommunen eingesetzte Kommunikationsstruktur.

Ein Forschungsprojekt, bei dem die Messdaten per Internet übertragen werden, ist das Projekt „mySmartGrid“ des Fraunhofer ITWM. Die Daten werden hier – wie auch im SEMS-Projekt – minütlich übertragen und in einer (Online-)Datenbank gespeichert. Um die anfallenden Datenmengen zu reduzieren und um darüber hinaus die Aspekte des Datenschutzes zu gewährleisten, werden ältere Daten im mySmartGrid-Projekt zusammengefasst und somit lediglich in komprimierter Form archiviert.

Vor allem aus Akzeptanzgründen (besonders im Hinblick auf die Speicherung von Verbrauchsdaten von Privatpersonen und Unternehmen) sollte der Datenschutz zukünftig eine wichtige Rolle bei der Entwicklung von neuen Kommunikationsmethoden spielen. Dabei bleibt jedoch vorerst noch offen, in welchem Ausmaß Anlagendaten im Internet öffentlich verfügbar gemacht werden müssen, um die vorhandenen dezentralen Energiekomponenten intelligent in das Marktgeschehen einbinden zu können und welche Akteure ungehinderten Zugriff auf individuelle Erzeugungs- und Verbrauchsdaten haben sollten.

Technisch gesehen stellt die Vernetzung der Anlagen heutzutage zumindest kein Problem mehr dar – zu klären sind neben Datenschutzaspekten v.a. Fragen zur Standardisierung von Schnittstellen und Datenformaten sowie die Übernahme der Kosten der erforderlichen Mess- und Steuerungstechnik.

Wie bereits im vorherigen Punkt erläutert wurde, sollte der Betrieb des dezentralen Energiemanagementsystems nach den Erfahrungen des SEMS-Projektes eher durch den übergeordneten Energieversorger oder alternativ durch den Netzbetreiber in einem größeren Versorgungsgebiet untersucht und organisiert werden. Er sollte dafür sorgen (können), dass der flexible und systemdienliche Betrieb verschiedener Systemkomponenten (BHKW, Industrielasten, Wärmepumpen, etc.) durch entsprechende Verträge mit den Anlageneigentümern sowie den Strom- und ggf. auch den Wärmekunden (finanziell) geregelt wird. Zudem muss gewährleistet

werden, dass die im Rahmen der durch die Liberalisierung nach dem EnWG stattgefundene Trennung von z.B. Versorgung und Netzbetrieb einem Austausch von für die Einsatzplanung von Anlagen notwendigen Informationen (Messdaten, Kraftwerks- und Übertragungskapazitäten, eingekaufte Energiemengen, Preisstrukturen, etc.) die Effizienz solcher Prozesse nicht behindern und seitens des „Energiemanagers“ kosteneffizient auf die notwendigen Informationen zurückgegriffen und entsprechend gehandelt werden kann.

5) Welche technischen und regelungstechnischen Anforderungen müssen die EE-Technologien erfüllen, um in einem dezentralen Energiemanagementsystem ökologisch und ökonomisch eingesetzt werden zu können?

Grundsätzlich erfüllen dezentrale, EE-Technologien – ggf. durch Installation zusätzlicher Anlagenkomponenten – die technischen und regelungstechnischen Anforderungen, um in ein dezentrales Energiemanagementsystem eingebunden werden zu können. Im Hinblick auf einen potenziellen Eingriff in die Betriebsführung sind jedoch die anlagenspezifischen Konfigurationen zu berücksichtigen und etwaige gewährleistungs- und haftungsbezogene Fragestellungen zu erörtern, sofern Fremdanlagen in ein Managementsystem integriert werden sollen. Der wirtschaftlich sinnvolle Einsatz hängt in erster Linie von den zusätzlich entstehenden Kosten (z.B. durch die Erweiterung des Gas-/Wärmespeichers bei Biogasanlagen, die Aufrüstung der Kraftwerksleistung sowie die Installation moderner IKT) in Relation zu den durch die Vermarktung der durch den Anlagenverbund bzw. das dezentrale Energiemanagementsystem bereitgestellten Dienstleistung zu erzielenden Erlösen ab.

Durch die Simulationen in den SEMS-Projektgemeinden konnte gezeigt werden, dass ein ökonomischer Einsatz von Erneuerbare-Energie-Anlagen im Rahmen eines dezentralen Energiemanagementsystems unter den derzeitigen Rahmenbedingungen (Direktvermarktung nach EEG 2012) v.a. aufgrund der zusätzlich anfallenden Kosten durch die Implementierung und den Betrieb eines dezentralen Energiemanagementsystems sowie durch die Installation moderner IKT weder auf kleinräumiger noch durch den Zusammenschluss der SEMS-Projektgemeinden möglich ist.

Um in diesem Kontext weitere praktische Erfahrungen zu sammeln, beschäftigen sich u.a. das BMU-Projekt „BioStrom – Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen“²⁴ und das bereits oben genannte Verbundprojekt „OptFlex Biogas“ aktuell mit technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen rund um die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen. Ein weiteres Forschungsprojekt, das sich sowohl aus technischer als auch ökonomischer sowie aus ökologischer Sicht mit der Vermarktung von Erneuerbare-Energie-Anlagen beschäftigt, ist das ebenfalls bereits oben erwähnte BMU-Projekt „Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen“, in dem verschiedene mögliche Modelle zur möglichst regionalen Vermarktung von Erneuerbare-Energie-Anlagen untersucht werden.

Im SEMS-Projekt konnte für die kommunale Ebene bereits gezeigt werden, dass durch die Flexibilisierung der vorhandenen Erneuerbare-Energie-Anlagen sowohl der Stromimport als auch der Stromexport und somit die durch den Strom- und Wärmeverbrauch der Kommunen verursachten CO₂-Emissionen deutlich minimiert werden können (vgl. Abbildung 6).²⁵ Somit konnte nachgewiesen werden, dass durch die Flexibilisierung von Erneuerbare-Energie-Anlagen in den Projektgemeinden ein ökologischer Nutzen herbeigeführt werden kann.

²⁴ Förderzeichen 03KB061

²⁵ Die in den Kommunen durch Erneuerbare-Energie-Anlagen bereitgestellt und gleichzeitig vor Ort genutzten Energiemengen wurden den Kommunen bei der CO₂-Bilanzierung als Gutschrift angerechnet. Erneuerbare-Energie-Überschüsse wurden dagegen nicht als Gutschrift bilanziert.

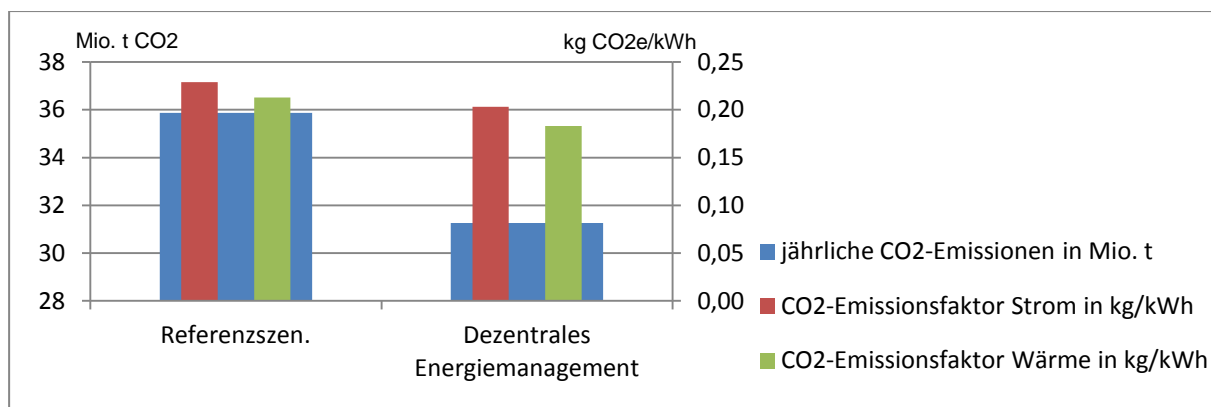


Abbildung 6: Darstellung der durch dezentrales Energiemanagement (EM) bedingten CO₂-Emissionsminderungen innerhalb der Projektgemeinden anhand der jährlichen CO₂-Emissionen sowie der berechneten CO₂-Emissionsfaktoren (vgl. EU-Bericht D 1.01.2)

Aufgrund der zusätzlichen Systemkosten infolge des DEMS überschreiten die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten (z.B. 60-70 €/t/kWh in der Projektgemeinde Weilerbach, s. Bericht D1.01.2) bei Weitem die Kosten, die beispielsweise durch den Ausbau der Netze erzielt werden, sodass die möglichen CO₂-Einsparungen durch die im SEMS-Projekt untersuchten (kleinräumigen) Flexibilisierungsoptionen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen sind (vgl. Punkt 2).

6) *Wie könnte eine Kaskadierung eines dezentralen Energiemanagementsystems aufgebaut werden, um die erneuerbaren Energien stufenweise (Netzintegration) einzubinden?*

Eine Kaskadierung hinsichtlich einer stabilen und funktionsfähigen Netzintegration war im hier zugrundegelegten Projektverständnis insbesondere definiert durch den realen und modellierten Ausbau der erneuerbaren Energien nach Vorgaben der Netzbetriebssicherheit. Hierbei stehen im Realisierungsfalle die wirtschaftlichen Interessen des Anlagenbetreibers (z.B. Ausnutzung der Windhöufigkeit, genehmigungsrechtliche Machbarkeit sowie Akzeptanz) und die Interessen des Verteilnetzbetreibers (z.B. Erfüllung TAB, Netzverträglichkeitsprüfung) im Gleichklang. Bei einer rein auf den Gestehungskosten basierenden Betrachtung haben zu Beginn des SEMS-Projektes – in Abhängigkeit der regionalen Potenziale – vorrangig Windkraft- und Biomasse-Anlagen (bei entsprechendem Wärmeabsatz) die

Grundpfeiler der erneuerbaren Energien gebildet. Im Zuge der starken Kostendegression bei Fotovoltaik-Anlagen kam es jedoch zu Verschiebungen, so dass heute die fluktuierenden Energien Wind und PV auch bzw. gerade im Hinblick auf längerfristige Szenarien die Basis eines neuen, regenerativen Stromsystems sein werden. Gemäß der Kompassstudie des BEE werden die fluktuierenden erneuerbare Energien Wind und Photovoltaik sowie zu großen Teilen Laufwasser zu den prägenden Systemsäulen (BEE, 2012). Die Biomasse wird heute verstärkt als Flexibilitätsoption gesehen, welche grundsätzlich in der Lage ist – im Sinne einer Kaskadierung – zu einer Optimierung regionaler Netzstrukturen beizutragen. Hinsichtlich der organisatorischen und technischen Umsetzung ist jedoch – auch im Hinblick auf die erforderliche Verzahnung des Strom- und Wärmemarktes – noch ein Forschungsbedarf darstellbar.

Hinsichtlich der Struktur eines dezentralen Energiemanagementsystems hat das SEMS-Projekt gezeigt, dass eine großflächige, Regionen übergreifende Systemoptimierung aus volkswirtschaftlicher, aber auch aus organisatorischer Sicht sinnvoller ist als voneinander unabhängige, kleinräumige Optimierungsansätze, die primär auf einen regionalen Vorteil abzielen. Ein dezentrales Energiemanagement sollte daher im Sinne des regenerativen Kombikraftwerks²⁶ aufgebaut werden und nach und nach zur diversifizierten Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen. Dabei können sich verschiedene Flexibilisierungsoptionen (z.B. Erzeugungs-, Last- oder Speichermanagement) ergänzen, aber auch zu einem gewissen Grad gegenseitig substituieren. Insgesamt gesehen gilt es daher, eine Kombination aus unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen zu finden, die zu möglichst geringen Kosten und bei höchstmöglicher ökologischer und sozialer Verträglichkeit langfristig eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit garantieren (TAB, 2012). Der mögliche Beitrag der Biomasse als Flexibilitätsoption ist dabei signifikant, muss aber hinsichtlich seiner ökonomischen Effekte – auch aus energiewirtschaftlicher Sicht (z.B. hinsichtlich der Frage der Kostenzuordnung) – noch genauer untersucht werden.

Aus ökonomischer Sicht sollten daher im ersten Schritt v.a. größere dezentrale Erzeugungs- und Lastkomponenten (größere Biogasanlagen, Industrielasten), die

²⁶ Vgl. (IWES, 2012)

mit geringem Aufwand flexibilisiert werden können, in ein großflächiges Energiemanagementsystem eingebunden werden. Der im SEMS-Projekt verfolgte Ansatz zur DEMS-Implementierung in kleinen Kommunen führt dabei zu ökonomisch eher ungünstigen Ergebnissen, kann aber aus kommunalpolitischer bzw. Akzeptanzschaffender Sicht Vorteile aufweisen.

Nimmt die Anzahl der Systemkomponenten, die sich an der Flexibilisierung des Energiesystems beteiligen möchten, nach und nach zu, wird es aufgrund der Komplexität notwendig werden, mehrere dezentrale Energiemanagementsysteme (Subsysteme) zu bilden, die dann von einem übergeordneten zentralen Energiemanagementsystem (Mastersystem) optimiert werden. Mit steigender Anzahl der für die Flexibilisierung zur Verfügung stehenden Systemkomponenten wird eine räumliche Gruppierung der Komponenten zu regionalen Energiemanagementsystemen sinnvoll, da auf diese Weise zusätzlich Aspekte des Netzmanagements (im Bereich der Verteilnetze) berücksichtigt werden können und somit evtl. der notwendige Ausbau der Verteilnetze reduziert werden könnte.²⁷

Im letzten Schritt kann es dann auch (ökonomisch) sinnvoll sein, Systemkomponenten in das Managementsystem zu integrieren, die aufgrund des hohen Aufwandes bzw. der Kosten bislang unter wirtschaftlichen Aspekte nicht flexibilisiert werden konnten (z.B. Lasten im Haushaltssektor, im Kleingewerbe oder Elektrofahrzeuge, Mini- und Mikro-BHKWs, kleinere Batteriespeicher). Begünstigt wird dies womöglich durch den flächendeckenden Einsatz der Smart-Grid-Technologie, die eine kostengünstige Vernetzung von Kleinstanlagen, Verbrauchern und Speichern und somit deren Einbindung in ein dezentrales Energiemanagementsystem ermöglichen könnte.

Entscheidend für den hier skizzierten Aufbau eines flächendeckenden Energiemanagementsystems sind die Entwicklung der Energiemärkte sowie die Zugangsbedingungen für dezentrale, regelbare Erneuerbare-Energie-Anlagen zu den zukünftigen Märkten (vgl. Punkt 3).

Die im SEMS-Projekt verwendete und bislang hauptsächlich im industriellen Sektor eingesetzte Energiemanagement-Software DEMS[®] der Firma Siemens müsste

²⁷ Fragen der Netzstabilität wurden im SEMS-Projekt nicht behandelt, sodass an dieser Stelle hierzu kein weiterer Bezug genommen wird.

– gemäß den im SEMS-Projekt erzielten Erfahrungen – erweitert werden, um die Aufgaben und Herausforderungen eines kaskadisch aufgebauten Energiemanagementsystems, wie sie hier beschrieben wurden, übernehmen zu können. Nach Angaben der Softwareentwickler der Firma Siemens wäre dies durchaus möglich – allerdings besteht weiterer Forschungs- bzw. Entwicklungsbedarf, bevor entsprechende Softwarelösungen auf dem Markt verfügbar sein werden.

7) *Ist die Entwicklung einer Ausbaustrategie zur Vermeidung eines unkontrollierten, flächendeckenden Ausbaus dezentraler EE-Anlagen erforderlich?*

Der derzeitige und zukünftig zu erwartende Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (und Europa) wird für den nationalen Bilanzraum bereits durch mehrere Studien umfassend abgebildet (z.B. BMU-Leitstudie²⁸). Untersuchungen, wie die dena-Netzstudie oder der kürzlich veröffentlichte Netzentwicklungsplan 2012²⁹, berücksichtigen die in den Ausbauszenarien angenommenen Entwicklungen und reagieren mit entsprechenden Handlungsempfehlungen unter Berücksichtigung technisch, ökonomisch und ökologisch sinnvoller Maßnahmen (z.B. Ausbau der Hoch- und Höchstspannungsnetze) auf mögliche Effekte des (flächendeckenden) Ausbaus der erneuerbaren Energien. Durch die regelmäßige Überarbeitung der Energieszenarien ist darüber hinaus gewährleistet, dass die nationalen Ausbauziele entsprechend der technischen Möglichkeiten und v.a. unter ökonomischen Gesichtspunkten ständig hinterfragt und durch regulatorische Instrumente (z.B. EEG) in die „richtigen“ Bahnen gelenkt werden.³⁰

Insgesamt erscheint es erforderlich, die auf nationaler Ebene vorhandenen und in einem stetigen Anpassungsprozess befindlichen Ausbaustrategien aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung auch in ein kommunales/regionales Planungsinstrumentarium zu übersetzen. Es ist in diesem Zusammenhang z.B. zu diskutie-

²⁸ Vgl. (DLR, 2012)

²⁹ Vgl. (BNA, 2012)

³⁰ Der Ausbau und Einsatz der erneuerbaren Energien wird darüber hinaus im Wesentlichen durch das künftige Strommarktdesign und den darin entwickelten Refinanzierungsmöglichkeiten (Weiterentwicklung des EEG, Anpassung der Dispatchmärkte, Konzipierung von Kapazitätsmechanismen) bestimmt werden.

ren, ob die Kommunen – ähnlich wie es für den Abfall- und Abwassersektor (z.B. kommunale Abfallwirtschaftskonzepte) bereits seit mehreren Dekaden verlangt wird – nicht auch für den zunehmend relevanteren Energiesektor ein eigenes Planungs- und Bilanzsystem inkl. kommunaler Ausbaustrategien (z.B. analog der im SEMS-Projekt durchgeführten Szenariensimulationen, vgl. u.a. EU-Bericht D4.02.2) entwickeln sollten. Dieses ließe sich sowohl potenzial- als auch nachfrageseitig, z.B. mit dem bereits vorhandenen Instrument der Bauleitplanung (FNP, BP), verknüpfen. Auf der Grundlage der durch die nationale Klimaschutzinitiative geförderten kommunalen Klimaschutzkonzepte sind viele Kommunen derzeit dabei, sich ein Grundgerüst für eine kommunale/regionale Ausbaustrategie zu erarbeiten. Diesen Prozess gilt es zu verstetigen und auf der Grundlage einheitlicher Anforderungen in eine verbindliche Planungsverantwortung zu überführen. Die im SEMS-Projekt verwendete Energiemanagement-Software DEMS[®] könnte in diesem Sinne zukünftig als Simulationstool zur Bestimmung des optimalen Strommix‘ und ggf. zur Bereitstellung von Last- und Einspeiseprofilen für übergeordnete Netzsimulationen genutzt werden und somit zu der Entwicklung von regionalen Energieszenarien beitragen.

8) Können durch eine optimierte Einbindung dezentraler EE-Anlagen Kosteneinsparungen für den Netzausbau abgeleitet werden?

Die Beantwortung dieser Frage hängt im Wesentlichen von den zukünftigen Marktmechanismen ab. Derzeit rentiert sich der Einsatz eines dezentralen Energiemanagementsystems unter Berücksichtigung der Kosten für die Flexibilisierung der eingebundenen Anlagen (inkl. IKT, Fahrplanmanagement, etc.) nach einschlägigen Untersuchungen nur in Ausnahmefällen dort, wo es andernfalls zu Netzengpässen kommt (dena, 2010).

In den SEMS-Simulationen konnte gezeigt werden, dass sowohl die Import- als auch Exportmengen sowie die Leistungsspitzen an den Koppelstellen zwischen Nieder- und Mittelspannungs- bzw. Mittel- und Hochspannungsnetz in den Projektkommunen gesenkt werden konnten (vgl. EU-Bericht D1.01.2). Dies lässt auf eine netzentlastende Einbindung der dezentralen EE-Anlagen schließen. Da allerdings innerhalb des SEMS-Projektes keine Netzuntersuchungen vorgesehen waren (bzw. durchgeführt werden konnten), kann zu möglichen Kosteneinsparungen

für den Netzausbau an dieser Stelle keine Aussage getroffen werden. Aus Sicht des SEMS-Projektes besteht hier ebenfalls noch weiterer Untersuchungsbedarf.

4 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das Teilprojekt „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems“ ist Bestandteil des EU-Vorhabens *SEMS – Sustainable Energy Management Systems* und wurde im Rahmen des 6. Forschungsrahmenprogramms durch die Europäische Kommission gefördert. Das Teilprojekt wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) mit dem Zuwendungsbescheid³¹ vom 04.12.2007 kofinanziert.

Die Projektidee wurde aus den Ergebnissen der im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) und des Umweltforschungsplanes (UFOPLAN) der Bundesregierung veröffentlichten Studien, insbesondere der BMU-Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ (vgl. Kapitel 1), abgeleitet. Sie bildet mit dem „bottom-up“ Ansatz den ergänzenden Ansatz zur damals beauftragten dena-Netzstudie, für die im Rahmen der notwendigen Netzausbauuntersuchungen der „top-down“ Ansatz im Vordergrund stand.

Im SEMS-Projekt wurde zur intelligenten Vernetzung der ausgewählten dezentralen Systemkomponenten (z.B. Biogas-BHKW, Freiflächen-PV-Anlage, Holzpelletanlage, Kühllast, etc.) die Energiemanagement-Software³² der Firma SIEMENS in den vier europäischen Projektgemeinden eingesetzt. Erfahrungen mit dem DEMS[®] lagen bereits aus den Projekten KonWerl oder Edison vor, allerdings ohne dass in einem der beiden Projekte eine Evaluierung des „bottom-up“ Ansatzes einer regional, dezentral strukturierten Energieversorgung im Verbund des überregionalen Netzes im Vergleich zum bestehenden „top-down“ Ansatz der reinen zentralen Energieversorgung durchgeführt werden konnte. In KonWerl konnte letztendlich kein Prognose-taugliches System umgesetzt werden, da die notwendige Transparenz der Partner fehlte und deren wirtschaftliche Interessen divergierten. In EDIson wurde DEMS[®] lediglich als Lastmanagementmodul eingesetzt.

³¹ mit einer Zuwendung aus dem Bundeshaushalt, Einzelplan 16, Kapitel 1602, Titel 68321, Haushaltsjahr 2007

³² <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/intelligent-power-technologies/grid-applications/dems/>

Tabelle 4-1: Auflistung der innerhalb des Teilprojektes „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems“ erstellten EU-Berichte³³

Deliverable	Institution	Bezeichnung
D 1.01.1	IZES	Annual report about the evaluation according to European effects and regional experiences with DEMS (integrated in the annual EC report)
D 1.01.2	IZES	Cost efficient Operation of DEMS on regional and European level by integration of RES and EE in favor of 100 % energy supply with RES
D 1.01.3	IZES	Study and recommendations about using combined DEMS on the European Energy Market
D 1.01.4	IZES	Intermediate Report on DEMS®
D 1.01.5	IZES	Final Report on DEMS®
D 1.03.1	IfaS	Research Manual on regional MFM
D 1.03.4	IfaS	Embedded Energy in EnergySupply
D 1.04.4	IfaS	Scientific Publications
D 2.02.1	IZES	Set-up of local DEMS System in Weilerbach
D 2.02.2	IZES	Monitoring Report DEMS in Weilerbach
D 3.02.1	LFS Tulln	Intermediate and final report of the DEMS experiences in Tulln
D 3.02.2	LFS Tulln	Communication concept DEMS in Tulln
D 3.02.3	LFS Tulln	Final Report on DEMS in Tulln
D 4.02.1	IZES	Set-up of DEMS in Redange
D 4.02.2	IZES	Scenario Analysis in Redange
D 4.02.3	IZES	Potential CO ₂ avoidance depending on different weather, load and generation scenarios in Redange
D 4.02.4	IZES	Potential costs per ton CO ₂ avoided depending on different weather, load and generation scenarios

³³ Dokumente sind seitens des europäischen Forschungsprogramms als „restricted“ oder „confidential“ deklariert.

Auf deutscher Seite wurde im SEMS-Projekt die Verbandsgemeinde Weilerbach in Rheinland-Pfalz als Untersuchungsgebiet ausgewählt. Desweiteren wurden die Gemeinden Tulln in Österreich sowie Redange in Luxemburg und die Gemeinde Slubice in Polen (als Beobachtergemeinde) in das Projekt eingebunden. Die Verbandsgemeinde Weilerbach bot speziell die Möglichkeit zusammen mit einem Versorger, der Pfalzwerke AG, die Thematik praxisnah an vorhandenen EE-Anlagen zu erproben.

Die nationalen Fragestellungen hinsichtlich der beispielhaften Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems (vgl. Kapitel 1, Fragen 1-6) wurden im Rahmen der im EU-Antrag formulierten Arbeitspakete AP 1 bis AP 4 (vgl. Tabelle 4-2) bearbeitet. Als Leistungs- und Ergebnismachweis wurden der Europäischen Kommission die in der Tabelle 4-1 aufgelisteten Einzelberichte vorgelegt. Sie dienen desweiteren als Grundlage für die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse und erlauben dem Leser somit einen detaillierteren Einblick in die im Folgenden und dargestellten Projektergebnisse.

4.1 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

An dem EU-Projekt SEMS waren insgesamt 25 Partner beteiligt. Auf eine detaillierte Vorstellung der beteiligten Partner wird an dieser Stelle verzichtet, da sich der vorliegende Bericht ausschließlich auf die Leistungen der IZES gGmbH im Rahmen des Teilprojektes „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems“ bezieht.

Die IZES gGmbH war federführend für die Arbeiten im Teilprojekt „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystem“ verantwortlich. Sie wurde wissenschaftlich und technisch unterstützt durch:

Siemens AG Österreich	IfaS ³⁴	CRTE
CT DC CEE IC SG EMA	Iris Weinbub	Daniel Koster
Erich Fuchs	Umwelt-Campus Birkenfeld	66, rue de Luxembourg
Siemensstr. 90	55768 Hoppenstädten-Weiersbach	L-4002 Esch-Alzette
A-1210 Wien	Tel.: +49-(0)6782-17-2609	Tel.: +352-(0)42-5991-655
Tel.: +43(0)51707-46089	Fax.: +49-(0)6782-17-1264	Fax.: +352-(0)42-5991-555
Fax.: +43(0)51707-59114	i.weinbub@umwelt-campus.de	daniel.koster@tudor.lu
erich.fuchs@siemens.com		

³⁴ Institut für angewandtes Stoffstrommanagement

Leistungen im Rahmen der (wissenschaftlichen) Projektleitung werden seitens der IZES gGmbH durch Unteraufträge an die den Arbeitsfeldern des Instituts vorstehenden Professoren der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Saarbrücken erbracht. In diesem Sinne wurde im Rahmen des SEMS-Projektes bzw. der Teilprojektes „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystem“ ein Unterauftrag an die Fa. MatFlow, Prof. Frank Baur, Arbeitsfeldleiter des Arbeitsfeldes Stoffströme der IZES gGmbH erteilt.

Des Weiteren waren folgende regionale Partner aus den Bereichen Energieberatung und Energieversorgung an dem Teilprojekt beteiligt:

Pfalzwerke AG	LFS Tulln	Energipark Réiden S.A.
Dieter Schneider	Dir. Josef Meisl	Paul Kauten
Kurfürstenstr. 29	Frauentorgasse 72-74	Dikrecherstross13
67061 Ludwigshafen	A-3430 Tulln	L-8523 Beckerich
Tel.: +49-(0)621-585-2459	Tel.: +43-(0)2272-6251512	Tel.: +352-(0)26-6207-7250
Fax.: +49-(0)621-585-2437	Fax.: +43-(0)2272-6251510	Fax.: +352-(0)26-6207-74
dieter_schneider@pfalzwerke.de	josef.meisl@lfs-tulln.ac.at	paul.kauten@energipark.lu

4.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Wie bereits in Kapitel 1 beschrieben wurde, ist das Teilprojekt „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems“ in das EU-Vorhaben *SEMS – Sustainable Energy Management Systems* eingebettet. Die Fragestellungen des Teilprojektes wurden daher im Rahmen der im SEMS-Projekt definierten Arbeitspakete aufgenommen und entsprechend der dort vorgegeben Zeit- und Aufgabenplanung (siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. im Anhang) bearbeitet.

- Die vorgesehene Projektdauer des SEMS-Projektes betrug insgesamt 5 Jahre. Projektbeginn war der 01.06.2007.
- Die geplanten Arbeiten und Meilensteine des Teilprojektes „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems“ sind in Tabelle 4-2 und Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Einordnung der geplanten Arbeiten des Teilprojektes im Rahmen der Arbeitspakete des SEMS-Projektes

AP Nr.	Zeitraum	geplante Aktivitäten in den Arbeitspaketen
AP 1.01	Monat 2-60	Implementierung der Simulationssoftware DEMS bei IZES, insbesondere zur weiteren Vorbereitung, Simulation, Betreuung, Analyse und Weiterbildungen
AP 1.03	Monat 5 - 58	Dezentrales Energiemanagement gekoppelt mit regionalem Strommanagement
AP 1.04	Monat 1 - 60	Innovationsansätze in den Gemeinden
AP 1.05	Monat 1-60	Begleitende Evaluierung des Projektfortschritts zur Erreichung aller Zielsetzungen
AP 2.02	Monat 6 – 60	Implementierung und Monitoring DEMS in Weilerbach
AP 2.05	Monat	Energieeinsparungsmöglichkeiten zur Reduzierung der bereitzustellenden Leistung
AP 3.02	Monat 12 – 60	Implementierung und Monitoring DEMS in Tulln
AP 4.02	Monat 6 – 60	Implementierung und Monitoring DEMS in Redange

Der Arbeits- und Zeitplan wurde den wechselnden Projekterfordernissen und -rahmenbedingungen angepasst und in drei Amendements des Annex I zum Projektvertrag mit der Europäischen Kommissionen manifestiert. Die Anpassungen und die damit verbundene dynamische Projektentwicklung waren erforderlich, weil bislang noch kein Projekt zum Erzeugungs- und Lastmanagement in Gemeinden in dieser Form realisiert wurde und entsprechende Erfahrungen nicht vorlagen. Wie oben beschrieben, gab es zwar Verbindungen zu anderen F&E Projekten, die sich aber auf reine Simulationen beschränkten. Im DEMS[®] wurden hingegen – zumindest in der Verbandsgemeinde Weilerbach – real existierende Anlagen in das System eingebunden. Diese Aufgabe stellte sich als komplexer als zunächst erwartet dar. Insbesondere die Zusammenarbeit mit den lokalen Gemeindewerken sowie dem Messdienstleister Voltaris war von Verzögerungen geprägt, welche auf die komplexen Gegebenheiten vor Ort zurückzuführen sind, auf die das IZES keinen Einfluss hatte, da dies im Verantwortungsbereich des Projektpartners Pfalzwerke lag.

Zu den Mittelumwidmungen und Anpassungen im Projektverlauf wird auf die beiliegenden Zwischenberichte verwiesen.

4.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Wissenschaftlich wurde in erster Linie an die Ergebnisse der im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) und des Umweltforschungsplanes (UFOPLAN) der Bundesregierung veröffentlichten Studien angeknüpft (vgl. Kapitel 1). Darüber hinaus konnte besonders auf die am IZES bereits vorliegenden Forschungsergebnisse aus dem Bereich der Energiewirtschaft und Zukunftsmärkte aufgebaut werden, wie z.B.:

- Auswirkungen des „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ (EEG) auf die Wirtschaftlichkeit von Regenerativanlagen anhand konkreter Fallbeispiele im Saarland, Saarbrücken 2001.
- Potenziale erneuerbarer Energien im Saarland und in der Bundesrepublik, Saarbrücken 2001.
- Belastung stromintensiver Unternehmen durch das EEG, BMU, 2003
- Rahmen- und Erfolgsbedingungen für die weitere Verbreitung von Brennstoffzellen- und anderen Klein-KWK-Anlagen in Deutschland, Studie für das UBA, 2003.
- Ausgewählte Fragestellungen zur EEG-Novellierung, BMU, 2004.
- SUSTELNET – Policy and Regulatory Roadmaps for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Networks, 2002-2004, EU 5. Forschungsrahmenprogramm.
- Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop), 2004-2006, Programm Energiesysteme der Zukunft, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Österreich.
- Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien, BMU, 2005.

Aus technischer Sicht konnte im SEMS-Projekt hauptsächlich auf die bisherigen Erkenntnisse und Erfahrungen mit der DEMS[®]-Software aus den Projekten

KonWerl und EDIson aufgebaut werden (vgl. Kapitel 1). Zudem konnte das SEMS-Projekt speziell von den langjährigen Erfahrungen der Fa. SIEMENS profitieren, die als Entwickler der DEMS[®]-Software sowie als Installateur und Betreiber von Energiemanagementsystemen in Industrie- und Gewerbeunternehmen einen wesentlichen Anteil zum Gelingen des SEMS-Projektes beitragen konnte. In Zusammenarbeit mit der BTU Cottbus hatte die Fa. SIEMENS zudem bereits erste Erfahrungen bei der Simulation von regionalen Energieflüssen erfolgreich durchgeführt und auf diese Weise eine erste Grundlage für die praktische Anwendung in den SEMS-Projektgemeinden geschaffen.

Weitere Erfahrungen mit energiewirtschaftlichen Simulationsprogrammen lagen aus den Arbeiten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI), der niederländischen ECN Policy Gruppe sowie dem ISUSI³⁵ vor. Hier ist v.a. das Simulationsprogramm SimREN des ISUSI zu nennen, das als „bottom-up“ Modell, ähnlich wie DEMS[®], zur Simulation der regionalen Energieversorgung geeignet ist.

4.4 Erfindungen, Schutzanmeldungen, erteilte Schutzrechte

Im Rahmen der Implementierung des dezentralen Energiemanagementsystems in den SEMS-Projektgemeinden wurden zur Vernetzung der ausgewählten Systemkomponenten (Biomasse-BHKWs, Windenergieanlagen, Fotovoltaikanlagen, Kühllaste, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, etc.) Anpassungen an dem Instituts-internen Kommunikations- und Sensornetz (sowohl Hardware- als auch Software-seitig) – der sogenannten INES-Box – vorgenommen. Da es sich jedoch dabei lediglich um Anpassungen und nicht um Erfindungen handelte und somit die erforderlichen Bedingungen zur Anmeldung von Gebrauchsmustern bzw. Patenten nicht erfüllt wurden, wurde eine Schutzrechtsanmeldung nicht weiter verfolgt.

4.5 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende

Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 4.4 erfolgten weder Erfindungen noch Schutzrechtsanmeldungen. Entsprechend bestehen innerhalb des SEMS-Projektes keine direkten wirtschaftlichen Erfolgsaussichten.

³⁵ ISUSI: Institute for Sustainable Solutions and Innovations, Aachen

Indirekt können die Ergebnisse sowohl für Stadtwerke als auch für Unternehmen im Bereich der Energiedienstleistungen eine Basis für zukünftige Geschäftsmodelle legen. Um diese Möglichkeit näher zu untersuchen hat die IZES gGmbH zusammen mit einigen Partnern das Projekt „Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energie im Bereich der Stadtwerke unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen – Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier“ (FKZ: 0325319) entwickelt.

Durch die Nutzung des im SEMS-Projekt verwendeten Energiemanagementtools DEMS[®] für Simulationszwecke kann insbesondere bei Kommunen durch die planmäßige Einbindung von dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen, aber auch Speichern u.ä., zu Ersparnissen sowie zu einer Steigerung des regionalen Mehrwerts (Beschäftigungseffekte, zusätzliche Steuereinnahmen, etc.) führen. Um insbesondere für Bioenergieanlagen diese Möglichkeiten zu kommunizieren wurde beim BMU erfolgreich das Projekt KomInteg (FKZ: 03KB066C) eingereicht.

4.6 Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten nach Projektende

Die im Rahmen des Projektes erzielten wissenschaftlichen Erfahrungen bei der praktischen Anwendung des dezentralen Energiemanagementsystems in den Projektgemeinden und den darauf aufbauenden Szenarien-Simulationen erbrachten einen signifikanten Erkenntnisgewinn hinsichtlich kommunaler Effekte im Rahmen der (Um-) Gestaltung des gegenwärtigen Energiesystems sowie hinsichtlich korrespondierender struktureller Rahmenbedingungen (z.B. Marktdesign, Zugangsbedingungen zu Strommärkten). Dieser Erkenntnisgewinn ist eine wichtige Grundlage in der Diskussion um die Bedeutung regelbarer dezentraler EE-Anlagen, insbesondere der Bioenergie, im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung kommunaler/regionaler Planungsansätze. Er liefert dabei insbesondere für regionale Akteure, wie z.B. Kommunen, Stadtwerke/Regionalversorger, Netz-, Messstellen- und Anlagenbetreiber sowie sonstige Energiedienstleister, einen wichtigen Input in den aktuellen Diskurs zwischen den beiden Polen der kommunalen „Insellösungen“ auf der einen Seite und der reinen Makrolösungen mit nationalen „Stromautobahnen“ auf der anderen Seite.

4.7 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Eine wissenschaftliche Anschlussfähigkeit wird in der Durchführung von Demonstrationsvorhaben sowie in der Übertragung der erzielten Erkenntnisse auf einen größeren Bilanzraum gesehen.

Dazu wurde im Rahmen des Querschnittforschungsprogramms des BMU (Aus-schreibung vom 31.10.2010) eine Projektskizze zum Thema „Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energie im Bereich der Stadtwerke unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen – Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier“ bei der PtJ eingereicht. Das Projekt konnte mit Bewilligungsbescheid vom 16.09.2011 unter dem FKZ 0325319 rückwirkend zum 01.09.2011 begonnen werden.

Eine wissenschaftliche Anschlussfähigkeit besteht zudem im Bereich der Netzoptimierung. Da weder die Verteil- noch die Übertragungsnetze Gegenstand der Untersuchungen des SEMS-Projektes gewesen sind, konnten lokale sowie überregionale Auswirkungen einer kleinräumigen, regionalen Optimierung aus der Sicht der Netze weder abgebildet noch bewertet werden. Allerdings könnten gerade hier regelbare dezentrale EE-Anlagen unter entsprechenden Rahmenbedingungen wichtige Aufgaben im künftigen Energiesystem übernehmen (vgl. Kapitel 3) und durch die Entlastung der (vorgelagerten) Netze (indirekt) zu einer Reduzierung des nationalen Netzausbaubedarfs beitragen. Im Rahmen der Ausschreibung des BMU vom 04.04.2012 zur „Bekanntmachung zur Förderung von Untersuchungen zu übergreifenden Fragestellungen im Rahmen der Gesamtstrategie zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien,“ wurde daher hierzu eine Projektskizze³⁶ bei der PtJ eingereicht.

4.8 Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Seit Beginn des SEMS-Projektes ist eine Reihe von Forschungsprojekten im Bereich des dezentralen Energiemanagements und ähnlichen technischen oder energiewirtschaftlichen Fragestellungen bekannt geworden, die an dieser Stelle nicht alle einzeln beschrieben werden können. Die IZES gGmbH war neben dem

³⁶ Thema der Projektskizze: „Beitrag kleiner Kommunen zur Forcierung des nationalen EE-Ausbaus im Kontext regionaler und überregionaler Versorgungsstrukturen“, Zeichen 41V6495

SEMS-Projekt an dem BMU-Projekt „Modellstadt Mannheim – MoMa“³⁷ sowie an dem BMU-Projekt „Optimierungsstrategien aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung – OPTAN“ beteiligt.

Im Projekt MoMa ging es um die Umsetzung eines sog. Energie-Marktplatzes in der Metropolregion Rhein-Neckar. Es sollten neue Dienstleistungen rund um das Thema Energie bis hin zur intelligenten Netzsteuerung entwickelt werden. Dazu zählen z.B. die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen und von Energiemanagementsystemen beim Kunden, neue Energiedienstleistungen für den Kunden für Energieeinsparung und Energiemanagement sowie die intelligente Steuerung der dezentralen Erzeugung und des Energiebedarfs. MoMa wurde im als ein Modellprojekt im Rahmen des E- Energy- Projekts: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft durchgeführt.

Im Projekt OPTAN wurden Optimierungsstrategien für den Netzbetrieb unter vorrangiger Berücksichtigung dezentraler und erneuerbarer Energien betrachtet. Dieses Projekt wurde unter der Federführung von IZES zusammen mit fünf weiteren Partnern umgesetzt.

Weitere Projekte im Bereich des Dezentralen Energiemanagements, zu denen auch im Rahmen des SEMS-Projektes Kontakt aufgenommen wurden, sind das Regenerative Kombikraftwerk im Südharz³⁸ sowie das DEMS von EWE und OFFIS³⁹. Weitere Projekte sind das Projekt KonWerl2010⁴⁰, das virtuelle Kombikraftwerk⁴¹ und das Virtuelle Regelkraftwerk Bingen⁴² sowie die folgenden hier nur namentlich genannten Projekte: E-Energy Projekt E-DeMa, E-Energy Projekt e-telligence, E-Energy Projekt Smart-Watts, das Projekt Virtplant des Fraunhofer ISE, das Projekt Dispower der Stadtwerke Karlsruhe sowie die Projekte AlpEnergy, Web2Energy, MASSIG, Energie der Zukunft, VEIN und KONDEA.

Die meisten der zuletzt genannten Projekte hatten als primäres Ziel, verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten von dezentralen, regelbaren Erneuerbare-Energie-

³⁷ vgl. <http://www.modellstadt-mannheim.de>

³⁸ vgl. <https://www.regmodharz.de>

³⁹ vgl. <http://www.offis.de/energie/Projects/dems.php>

⁴⁰ vgl. <http://www.konwerl.de>

⁴¹ vgl. <http://www.kombikraftwerk.de>

⁴² vgl. http://www.tsb-energie.de/leistungen/fe_virkw.html

Anlagen außerhalb des EEG (Regelenergiemarkt, Spotmarkt, etc.) zu untersuchen und zu bewerten – allerdings konnte unter den derzeitigen Rahmenbedingungen keines der genannten Projekte einen wirtschaftlichen Ansatz zur Flexibilisierung der dezentralen Energiesysteme identifizieren.

4.9 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Teilprojektes „Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystem“ sind online auf der Projektseite verfügbar. Sie wurden zudem z.T. bereits publiziert in:

- Bemman, U. (2007): Dezentrales Energiemanagementsystem – Etablierung einer nachhaltigen regionalen Energieversorgung. HZwei - Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen, Juli 2007
- Baur, F.; Porzig, M. (2008): Beispielhafte regionale Umsetzung eines intelligenten, dezentralen Energiemanagementsystems im Rahmen des EU-Forschungsprojektes SEMS. Biomasse-Tagung, Freiberg
- Porzig, M. (2009): Dezentrale Energiemanagementsysteme für Kommunen. Beitrag im Rahmen der 2. SEMS Summer School, Beckerich, Luxemburg
- Porzig, M.; Noll, Florian (2009): Concepts and findings from the first test with PV plants. Vortrag im Rahmen des Concerto-Workshops, Wien
- Schneider, D.; Porzig, M. (2010): Dezentrales Energiemanagement – DEMS, ein Baustein auf dem Weg zu intelligenten Elektrizitätsnetzen. Pfalzwerke Aktivitätenbericht, Ludwigshafen
- Baur, F.; Porzig, Michael (2010): Dezentrales Energiemanagement für Kommunen – CO₂-Neutralität durch die intelligente Vernetzung dezentraler Energiesysteme, Ausstellung im Rahmen der Vernetzungstagung „Querschnittsforschung für Erneuerbare Energien, 13.-14.10.2010, Berlin
- Baur, F.; Porzig, M.; Noll, F. (2010): Storage as part of decentralized energy management in communities. 5. IRES Konferenz, Berlin
- Baur, F.; Porzig, M.; Noll, F. (2010): Strom- und Wärmespeicher als Bestandteil eines Dezentralen Energiemanagements. Solarzeitalter 4/2010, S. 24-27

- Noll, F., Pommer, M. (2011): Speicher als Bestandteil eines dezentralen Energiemanagementsystems. Beitrag im Rahmen der Erneuerbare-Energien Tage am 24.-25.02.2011, Düsseldorf
- Baur, F.; Porzig, M.; Noll, F. (2011): Storage management with redox flow battery. 6. IRES Konferenz, Berlin

Weitere Publikationen sind bislang nicht geplant.

5 Literaturverzeichnis

agrارheute.com. (26. 11 2012). *agrارheute.com*. Abgerufen am 26. 11 2012 von Der Netzausbau kostet Milliarden: <http://www.agrarheute.com/netzausbau-514394>

agrارheute.com. (8. 10 2012). *Biogas-Forschung: Einspeiseschwankungen ausgleichen*. Abgerufen am 31. 10 2012 von agrارheute.com: <http://www.agrarheute.com/biogas-einspeiseschwankungen>

BBE. (2011). *Stellungnahme des Bundesverbandes BioEnergie e.V. - Fragenkatalog zum Fachgespräch der CDU/CSU- und der FDP-Bundestagsfraktion im Deutschen Bundestag am 7. Februar 2011*. Bonn.

BEE. (2012). *Kompassstudie Marktdesign*.

BMU. (2003). *Neue Energieversorgungsstruktur unter Einbeziehung der Erneuerbaren Energien*.

BNA. (2012). *Netzausbau 2012*. Bonn.

BNA. (Juli 2012). *Netze zukunftssicher gestalten*. Abgerufen am 26. 11 2012 von Fortschritt der Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz: http://www.netzausbau.de/DE/Netzausbau/EnLAG-Monitoring/enlag-monitoring_node.html

CleanThinking. (10. 10 2012). *CleanThinking*. Abgerufen am 31. 10 2012 von Biogas kann Ausgleich schaffen: <http://www.cleantinking.de/biogas-kann-ausgleich-schaffen/30523/>

dena. (2010). *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. Berlin.

DLR. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.

EWE. (2012). Flexibilisierung der Stromnachfrage. *energy2.0 - Kompendium 2012*, S. S. 81.

Fuchs, M. (2013). *mein-wirtschaftslexikon.de*. Abgerufen am 18. 02 2013 von Energiewirtschaft: <http://www.mein-wirtschaftslexikon.de/e/energiewirtschaft.php>

Germanwatch. (2012). *Kapazitätsmärkte – Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt*. Berlin.

ISE. (2012). *100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. Freiburg.

ISSET. (2008). *Das regenerative Kombikraftwerk - Abschlussbericht*.

IWES. (2012). *Die Zukunft beginnt im Harz*. Kassel.

IWES. (22. 05 2012). *Fraunhofer IWES - Pressemitteilung*. Abgerufen am 18. 02 2013 von Regelenergie durch Windenergieanlagen: http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2012/regelenergie_durchwindenergieanlagen.html

IWES. (2012). *Kombikraftwerk 2*. Abgerufen am 2. 11 2012 von Stabiler Strom aus Erneuerbaren Energien: <http://www.kombikraftwerk.de/index.php?id=25>

IWES. (2012). *Presseinformation: Mit virtuellen Kraftwerken in die Zukunft – Praxistest in der Regenerativen Modellregion Harz erfolgreich*. Kassel.

TAB. (2012). *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*. Berlin.

VDE. (2009). *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*. Frankfurt.