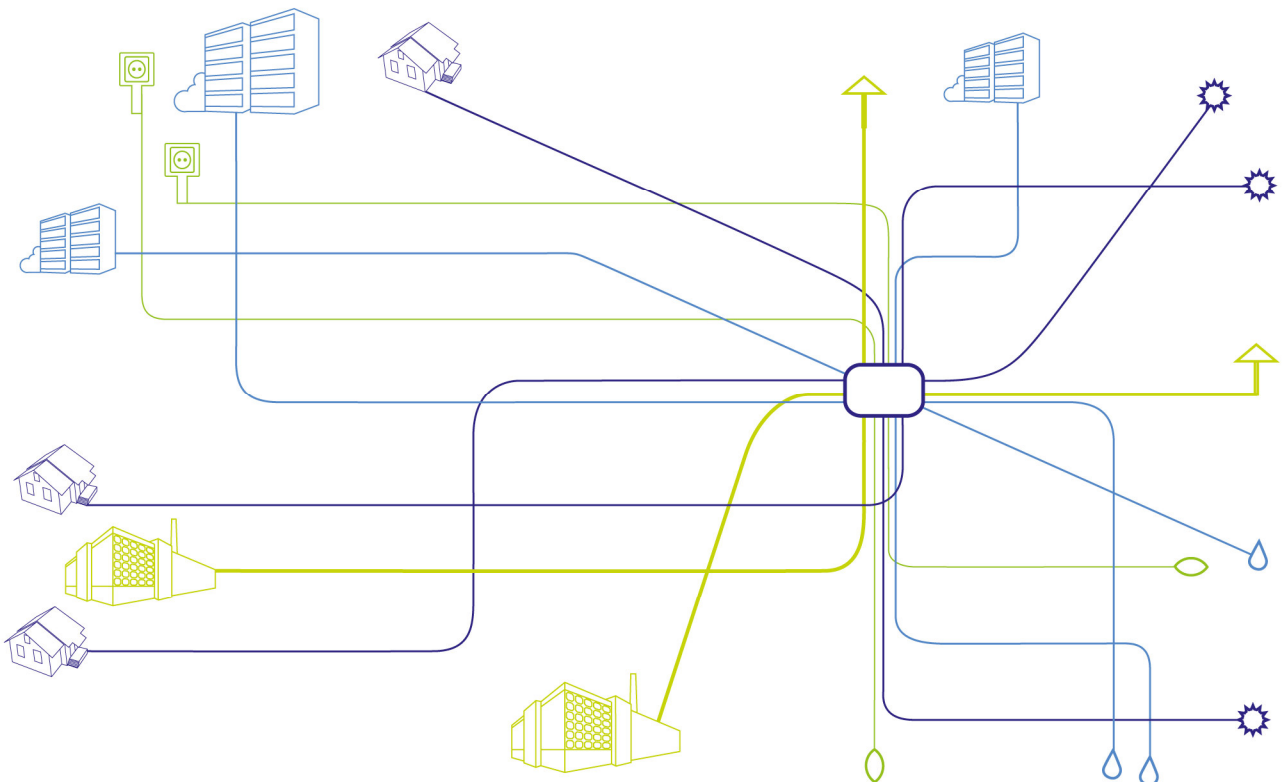




# MGG

## MicroGrid Güssing



## VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepages [www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at) sowie [www.smartcities.at](http://www.smartcities.at) zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „**Smart Cities – FIT for SET 3. Ausschreibung**“. Die Vision des Klima- und Energiefonds für die Smart-Cities-Initiative mit ihren jährlichen Ausschreibungen ist die erstmalige Umsetzung einer „Smart City“ oder einer „Smart Urban Region“, in der technische und soziale Innovationen intelligent eingesetzt und kombiniert werden, um die Lebensqualität künftiger Generationen zu erhalten bzw. zu optimieren. Ein Stadtteil bzw. -quartier, eine Siedlung oder eine urbane Region in Österreich soll durch den Einsatz intelligenter grüner Technologien zu einer „Zero Emission City“ oder „Zero Emission Urban Region“ werden.

Smarte Stadtentwicklung erfordert intelligente, vernetzte und integrierte Lösungen. Mittelfristig werden **groß angelegte, sichtbare Demonstrationsprojekte** in ganz Österreich angestrebt, die sowohl Maßnahmenbündel **im Bestand** („Retrofit“), als auch **im Neubau** umfassen. Die mehrjährige Smart-Cities-Initiative des Klima- und Energiefonds ist strategisch klar auf **Umsetzungen** ausgerichtet: Entsprechend sind insbesondere Technologieentwicklungen essentiell, die die **Interaktion und Vernetzung zwischen einzelnen technischen Systemen** ermöglichen. Auf die **thematische Offenheit hinsichtlich**

**der Wahl der Technologien** (beispielsweise für die Energieaufbringung, für Effizienz, Speicherung, Kommunikation, Mobilität etc.) wird dabei Wert gelegt.

**Neue Konzepte sozialer Innovation** sollen in den Projekten dazu genutzt werden, um alle relevanten Akteure mit ihren unterschiedlichen Interessen und Kompetenzen in den Transformationsprozess einzubinden und z. B. als Testgruppen zu integrieren.



Theresia Vogel  
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds



Ingmar Höbarth  
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

## PUBLIZIERBARER ENDBERICHT

### A. Projektdetails

<b>Kurztitel:</b>	MGG
<b>Langtitel:</b>	MicroGrid Güssing
<b>Programm:</b>	Smart Cities – FIT for SET 3. Ausschreibung
<b>Dauer:</b>	01.06.2014 bis 31.05.2015
<b>KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:</b>	Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie Güssing GmbH
<b>Kontaktperson - Name:</b>	Ing. Joachim Hacker
<b>Kontaktperson – Adresse:</b>	Europastraße 1, 7540 Güssing
<b>Kontaktperson – Telefon:</b>	+43/3322/9010 850 0
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	<a href="mailto:j.hacker@eee-info.net">j.hacker@eee-info.net</a>
<b>Projekt-und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b>	Energie Güssing GmbH (Burgenland) General Electric Austria GmbH (Wien) 4ward Energy Research GmbH Wien) P4: Biogas Strem Errichtungs- und Betriebs GmbH & Co KG Burgenland)
<b>Projektwebsite:</b>	<a href="http://smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/microgrid-guessing/">http://smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/microgrid-guessing/</a>
<b>Schlagwörter (im Projekt bearbeitete Themen- /Technologiebereiche)</b>	<input type="checkbox"/> Gebäude <input checked="" type="checkbox"/> Energienetze <input type="checkbox"/> andere kommunale Ver- und Entsorgungssysteme <input type="checkbox"/> Mobilität <input type="checkbox"/> Kommunikation und Information <input type="checkbox"/> System “Stadt” bzw. “urbane Region”
<b>Projektgesamtkosten genehmigt:</b>	301.069 €
<b>Fördersumme genehmigt:</b>	155.500 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	KR12SE3F10795
<b>Erstellt am:</b>	15.10.2015

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

## B. Projektbeschreibung

### B.1 Kurzfassung

<b>Ausgangssituation/ Motivation:</b>	<p>Den Anforderungen des stark fluktuierenden Energietransportes in den Netzen und der Umkehr der Energieflussrichtungen durch dezentrale erneuerbare Erzeuger müssen von der zukünftigen Energiewirtschaft Rechnung getragen werden.</p> <p>Insbesondere im Netzbereich sind signifikante Änderungen zu erwarten, welche mit umfassenden Investitionen einhergehen. Damit die zu erwartenden Investitionen reduziert werden können, sind Realisierungen von intelligenten Netzen – Smart Grids erforderlich.</p> <p>Im Smart Grids-Bereich ist auf niedriger bzw. unterster Ebene das Micro Grid angesiedelt, welches zusätzlich die Leistungsautonomie, also einen Inselnetzbetrieb, forciert. Microgrids sind in sich geschlossene, regionale, urbane Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und Speicher eingebunden sind.</p> <p>Aufgrund der dargestellten Ausgangssituation bedarf es einer umfassenden Betrachtung und interdisziplinären Optimierung eines Microgrids. Dieser innovative Ansatz ist komplex und erfordert unter anderem die Beantwortung von Fragestellungen aus nachfolgenden Bereichen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ökonomische Fragestellungen</li> <li>• Rechtliche Fragestellungen</li> <li>• Technische Fragestellungen</li> <li>• Sicherheitsrelevante Fragestellungen</li> <li>• Soziale Fragestellungen</li> </ul>
<b>Bearbeitete Themen-/ Technologiebereiche:</b>	<p>Energienetze, Kommunikation und Information</p>
<b>Inhalte und Zielsetzungen:</b>	<p>Die zukünftige Energiewirtschaft bedarf Lösungen, welche den Herausforderungen und Möglichkeiten der steigenden dezentralen erneuerbaren Produktion und des Verbrauches im städtischen Kontext gerecht werden. Microgrids sind in sich geschlossene regionale, urbane Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und Speicher eingebunden sind. Dieser innovative Ansatz ist komplex und erfordert eine umfassenden Betrachtung und interdisziplinäre Optimierung. Die komplexen Problemstellungen wurden im Smart City Einstiegsprojekt „MicroGrid Güssing“ behandelt. Unter der Vernetzung von Erzeugung, Verbraucher, Netzbetreiber und Speichermöglichkeiten wurden in einer nachhaltigen Stadt die Voraussetzungen und die Funktion eines Microgrid untersucht.</p>
<b>Methodische Vorgehensweise:</b>	<p>Hauptziel des Vorhabens ist die Überprüfung der Machbarkeit eines Microgrids in einer abgegrenzten, städtischen Projektregion. Davon abgeleitet gilt es die ökonomischen, technischen, rechtlichen, sicherheitstechnischen und sozialen Rahmenbedingungen zu klären. Um eine Aussage darüber treffen zu können sind folgende Schritte</p>

	<p>erforderlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyse der vorhandenen Daten und Komponenten (Erzeugungsanlagen und Verbraucher).</li> <li>• Ausarbeitung eines Konzeptes für die Installation eines Microgrid</li> <li>• Planung der Implementierung eines Microgridcontrollers und Festlegung der Funktionen.</li> <li>• Planung der Implementierung eines regionalen Speichers (MW-Bereich) zur Spitzenlastverschiebung und Netzstabilisierung und Festlegung der Funktionsweise</li> <li>• Planung der Implementierung von Lastmanagementsystemen und Festlegung der Funktionsweise</li> <li>• Konzeption einer prototypischen Anwendung des Gesamtsystems in der Projektregion</li> </ul>
<p><b>Ergebnisse und Schlussfolgerungen:</b></p>	<p>Die Ergebnisse aus dem vorliegenden Projekt zeigten, dass die Umsetzung eines MicroGrids in Güssing eine große technische als auch finanzielle Herausforderung darstellt. Jedoch würde dies auch durch unterschiedliche positive Effekte belohnt werden. Diese, durch die Aktivierung von Flexibilitäten ermöglichten, positiven Effekte lassen sich einerseits durch die Reduktion der Spitzenlastbezüge im MicroGrid, die Reduktion der erneuerbaren Überschusserzeugung und damit Erhöhung des Eigenverbrauchs erneuerbarer Erzeugung sowie durch teilweise Entlastung des Netzes durch Reduktion der Knotenspannungen und maximalen Leitungsbelastungen darstellen. Dabei wird es jedoch als wichtig erachtet, dass für die Umsetzung eine Wirtschaftlichkeit des Systems gegeben ist, wobei die Untersuchungen gezeigt haben, dass dies nicht immer der Fall ist.</p> <p>Die Analyse der Netzbereiche in Güssing hat gezeigt, dass der Gesamtstromverbrauch zu mehr als der Hälfte durch Großkunden zustande kommt und hier auch eine Verstärkung der positiven Effekte durch die Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen erzielt werden könnten. Auch bei Haushaltskunden im Netz Güssing können sich positive Effekte durch Lastverschiebungen ergeben, jedoch ist durch den geringen resultierenden Gesamteffekt ein schlechtes Verhältnis von Nutzen zu Aufwand gegeben. Die Betrachtungen im Hinblick auf Lastverschiebungspotentiale im Netz haben ergeben, dass Lastverschiebungsmaßnahmen gezielt zur Netzentlastung eingesetzt werden könnten und durch Änderung deren Einsatzstrategie zusätzliche positive Effekte mit sich bringen.</p> <p>Die Analyse hinsichtlich der Integration von Speichern hat gezeigt, dass wenn diese im Netz richtig positioniert werden, ein residuallast-gesteuerter Einsatz zu entsprechend positiven Effekten führen kann. Die Untersuchungen haben jedoch ergeben, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers, alternative Einnahmequellen zum Energiemarkt notwendig sind. Es ist daher sinnvoll den Speichern eine andere Hauptaufgabe zuteilwerden zu lassen und die zusätzlich vorhandenen Flexibilitäten für bspw. ein MicroGrid zu nutzen.</p> <p>Da die Kosten für die Umsetzung und Implementierung der Flexibilitäten ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit und</p>

	<p>Akzeptanz ist, sollte eine Variante mit möglichst geringem finanziellen Aufwand für Messung und Regelung gewählt werden.</p> <p>In Richtung Flexibilitäten wurde auch der Einsatz eines MicroGrid Controllers im Netz von Güssing näher betrachtet, wobei der Vorteil darin liegt, dass die Flexibilitäten des Netzes, wie beispielsweise die variablen Lasten und Speicher, so eingesetzt werden, dass daraus ein Nutzen für das MicroGrid entsteht.</p> <p>Als wichtiges Ergebnis aus dem Projekt lässt sich zusätzlich darstellen, dass im MicroGrid Güssing in einem ausgewählten Netzbereich ein innovatives Datenerfassungssystem installiert und in Betrieb genommen wurde. Es wurden nach unterschiedlichen Analysen und Vorbereitungsarbeiten (auch Öffentlichkeitsarbeit) Smart Meter bei entsprechenden Erzeugungsanlagen und Verbrauchern installiert um auch reale Daten erfassen und die Berechnungen entsprechend adaptieren zu können. Die Erfassung und Übermittlung von Messdaten ist die Grundlage für die Erstellung von Szenarien, Prognosen, etc. Somit wurde ein reales Testgebiet zur Datenerfassung im MicroGrid eingerichtet und der Testbetrieb aufgenommen. Zeitgleich erfolgte auch die Inbetriebnahme eines laufenden Monitorings.</p>
<p><b>Ausblick:</b></p>	<p>Die Analyse des Netzes in Güssing hat gezeigt, dass es aktuell im Rahmen der gesetzlich erlaubten Grenzen betrieben wird und es auch aufgrund der Vielzahl derzeit vorhandener, erneuerbarer Einspeiser zu keinen Verletzungen von Grenzwerten für Spannungen oder Netzelementauslastungen kommt. Aus den Betrachtungen können zwei Kernaussagen abgeleitet werden und zwar einerseits, dass derzeit kein unmittelbarer Bedarf des Speichereinsatzes besteht, um ein stabiles Netz zu gewährleisten und dass es eine Separation von Erzeugung im Süden und Last mehr im Norden gibt. Betrachtet man einen kontinuierlichen Ausbau an regenerativen Energieerzeugern wird eine Anpassung des Netzes notwendig werden, sowie der gezielte Einsatz von unterschiedlichen Speichern, welche zusätzlich durch innovative MicroGrid Kontrolleinrichtungen entsprechend gesteuert werden.</p> <p>Beim weiteren Ausbau der regenerativen Energieerzeugern im Netz Güssing, wird künftig eine Anpassung des Netzes notwendig werden, wobei hierbei als wichtig erachtet wird, dass entsprechend lernende Systeme und Kontrolleinrichtungen implementiert werden. Dabei werden vor allem zwei Dinge zu beachten sein und zwar, wie entwickeln sich die Lasten im zeitlichen Sinn und zu welchen Zeiten ist die Erzeugung verfügbar. Hierbei wird es notwendig sein, unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten von Speichern, MicroGrid Kontrollern, regelbaren Ortsnetztransformatoren in dynamischen Netzmodellen zu untersuchen.</p>

## B.2 English Abstract

<p><b>Initial situation / motivation:</b></p>	<p>Future energy systems must pay tribute to major fluctuations in energy transport as well as the reversion energy flows triggered by decentralized renewable energy sources.</p> <p>Significant changes are particularly expected in the electricity grid, which are accompanied by comprehensive investments. In order to minimize the resulting costs the implementation of smart technologies – Smart Grids – will be necessary.</p> <p>The Micro Grid, which additionally enables autonomy, meaning an island grid operation, is established in the low/undermost level of the Smart Grids. Microgrids are self-contained regional energy systems, in which both the decentralized producers of energy and consumers and storage facilities are connected.</p> <p>The initially described situation requires a comprehensive analysis and interdisciplinary optimization of a Microgrid. This innovative approach is complex and amongst others needs to address the issues of the following areas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Economic questions</li> <li>• Legal questions</li> <li>• Technical questions</li> <li>• Security-relevant questions</li> <li>• Social questions</li> </ul>
<p><b>Thematic content / technology areas covered:</b></p>	<p>Energy networks, communication and information</p>
<p><b>Contents and objectives:</b></p>	<p>The future energy economy needs solutions, which do justice to the challenges and possibilities of the increasing decentralized, urban renewable production. Microgrids are self-contained regional energy systems, in which both the decentralized urban producers of energy and consumers and storages are connected. This innovative approach is complex and requires a comprehensive consideration and an interdisciplinary optimization. The complex presentation of problems should be treated in this smart city starting project. In a sustainable city the requirements and the function of the Microgrid should be investigated via connection of producer, consumer, grid and storage facilities.</p>
<p><b>Methods:</b></p>	<p>With respect to the aforementioned presentation of the problem, the primary objective of the project is to check the feasibility of a Microgrid in a defined urban project region. With regard to this aspect it is necessary to resolve the economic, technical, legal, safety-engineering and social framework conditions. To be able to make a statement about this, the following steps are required:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analysis of available data and components (production plants and consumer)</li> <li>• Development of a concept for the installation of a Microgrid</li> <li>• Planning of the implementation of a Microgridcontroller and</li> </ul>



	<p>characterization of the operation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Planning of the implementation of a regional, urban Storage (MW level) for peakshifting, grid stabilization and characterization of the operation</li> <li>• Planning of the implementation of a load management systems and characterization of the operation</li> <li>• Conception of a prototypical application of the overall system in the project region</li> </ul>
<p><b>Results:</b></p>	<p>The results from the present project showed that the realization of a MicroGrid in Güssing represents a big technical as well as financial challenge. However, these challenges would be recompensed by different positive effects. These positive effects, achieved through the activation of flexibilities, can be shown on one hand by the reduction of the peak load demands in the MicroGrid, the reduction of the excess renewable energy production and an increase of locally consumed renewable production as well as through partial relief of strain on the electricity grid through reduction of nodal voltage levels and maximum loads on the power lines. Nevertheless, one of the key factors for a realization of the MicroGrid is an economically efficient system, which the investigations have shown not to be possible in every situation..</p> <p>The analysis of the consumption in Güssing has shown that more than half of it is contributed by major customers. Additional positive effects can be derived from activating load shifting methods in this sector. Also with household customers in the grid of Güssing positive effects can be realized by load shifting, however, a bad relation of benefit to effort is given by the low resulting overall effect. The consideration of load shifting potentials in the grid has proved that load shifting measures could be used directly for the unloading of the grid and with the change of their application strategy additional positive effects can be reached.</p> <p>The analysis concerning the integration of storage systems has shown that if these are properly positioned in the grid, a residual-load-controlled operation could lead to all positive effects mentioned before. Nevertheless, the investigations have proven that for an economic operation of a storage system alternatives to the energy market as main source of income need to be found. It is therefore sensible to find other key tasks for the storage systems and use the additionally existing flexibilities for instance in a MicroGrid. Due to the fact that the costs for the realization and implementation of flexibilities are a determining factor for the economic efficiency and acceptance, a version with low financial expenditures should be chosen for measurement and regulation. Regarding flexibilities the application of a MicroGrid Controller has been analyzed in further depth. The advantage lies in the fact that the flexibilities of the grid, as for example the variable loads and storages, are used in a way that advantage benefit for the MicroGrid can be created.</p> <p>As another important result from the project certain predefined grid areas where equipped with data acquisition systems which were also put into operation. After different analysis and preprocessing tasks (also public relations) smart meters got installed at different energy</p>

	<p>production plants as well as consumers, in order to be able to gather real data. This is also an important factor to be able to adopt the grid calculations by real data.</p> <p>The collection and exchange of measured data is the foundation for the creation of scenarios, forecasts, etc. Therefore a real test area was installed for data acquisition in the MicroGrid and the test operations were started. At the same time the introduction of a running monitoring also occurred.</p>
<p><b>Outlook / suggestions for future research:</b></p>	<p>The analysis of the grid in Güssing has shown that it is currently operated within the legally permitted limitations and there are no occurrences of violations of the limits for voltage levels or load on grid elements. Based on the considerations of the project two core statements can be derived: on the one hand that currently no immediate need of the storage application exists to guarantee a stable grid operation and there is a dissolution of production in the south and load rather situated in the northern parts. If a continuous increase in regenerative energy producers is expected, an adaptation of the grid will become necessary as well as the specific application of the different storage systems which should in addition be controlled through innovative MicroGrid controlling facilities.</p> <p>Most of all two things shall in future be followed closely: how will the loads develop in the temporal sense and at which times the production is available. Here it will be necessary to examine different possible combinations of storages, MicroGrid control systems, and adjustable local grid transformers in dynamic grid models.</p>

## Inhaltsverzeichnis

B.3	Einleitung.....	9
B.3.1	Aufgabenstellung.....	9
B.3.2	Schwerpunkte des Projektes.....	9
B.3.3	Aufbau der Arbeit.....	9
B.4	Hintergrundinformationen zum Projektinhalt .....	10
B.4.1	Stand der Technik.....	10
B.4.2	Vorarbeiten zum Thema .....	11
B.4.3	Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projekts).....	15
B.4.4	Verwendete Methoden und Vorgangsweise.....	16
B.5	Ergebnisse des Projekts.....	17
B.6	Erreichung der Programmziele.....	28
B.6.1	Einbeziehung von Zielgruppen .....	29
B.6.2	Umsetzungs-Potenziale für die Projektergebnisse.....	30
B.7	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen .....	31
B.7.1	Weiterführende Arbeiten des Projektteams mit den erarbeiteten Ergebnissen.....	33
B.8	Ausblick und Empfehlungen.....	33
C.	Literaturverzeichnis.....	36

## **B.3 Einleitung**

### **B.3.1 Aufgabenstellung**

Die zukünftige Energiewirtschaft bedarf Lösungen, welche den Herausforderungen und Möglichkeiten der steigenden dezentralen erneuerbaren Produktion und des Verbrauches in städtischen Kontext gerecht wird. Microgrids sind in sich geschlossene regionale, urbane Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und Speicher eingebunden sind. Dieser innovative Ansatz ist komplex und erfordert eine umfassende Betrachtung und interdisziplinäre Optimierung.

Die komplexen Problemstellungen wurde nun in diesem Smart City Einstiegsprojekt behandelt. Unter Vernetzung von Erzeugung, Verbraucher, Netzbetreiber und Speichermöglichkeiten wurde in einer nachhaltigen Stadt die Voraussetzungen und die Funktion eines Microgrid untersucht.

Das Projekt verfolgte die Zusammenführung von verfügbaren innovativen, technisch ausgereiften Lösungen für die anstehenden, langfristig angelegten Investitionen in intelligente Energienetze, da auf Basis verfügbarer Technologien eine Lösung für ein dezentrales Microgrid erarbeitet wurde.

MicroGrid Güssing hatte einen unterschiedlichen Projektfokus zu Vergleichsprojekten und setzte dort an, wo noch Handlungs- und Know-how-Bedarf bestand.

### **B.3.2 Schwerpunkte des Projektes**

Ein Schwerpunkt des Projekts lag in der genauen Analyse des betrachteten Netzes, sowie der Erzeuger und Verbraucher, um eine Übersicht über die aktuelle Situation im Netzgebiet zu haben und microgrid-relevante Lösungsansätze vor allem hinsichtlich Lastverschiebungspotentiale eruieren zu können. Darüber hinaus wurde ein Datenerfassungssystem in einem Netzbereich implementiert, um ein MicroGrid schrittweise aufbauen zu können. Die Datenerfassung erfolgt mittels Smart Meter und der Testbetrieb wurde gestartet. Durch den Aufbau eines entsprechenden Monitoringsystems wurde die Echtzeitüberwachung und die Evaluierung der aufgezeichneten Parameter möglich gemacht.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Erarbeitung geeigneter Modelle zur Integration modularer Batteriespeicher sowie MicroGrid Kontrollsystemen und auf der Durchführung von Simulationen zu deren Wirkungen im Netz.

Somit wurden im Projekt sämtliche Grundlagen für den Einsatz von MicroGrid-Komponenten und der Konzeption einer prototypischen Anwendung ausgearbeitet.

### **B.3.3 Aufbau der Arbeit**

Hauptziel des Vorhabens ist die Überprüfung der Machbarkeit eines Microgrids in einer abgegrenzten, städtischen Projektregion. Davon abgeleitet gilt es die ökonomischen, technischen, rechtlichen, sicherheitstechnischen und sozialen Rahmenbedingungen zu klären. Um eine Aussage darüber treffen zu können waren folgende Schritte erforderlich:

- Analyse der vorhandenen Daten und Komponenten (Erzeugungsanlagen und Verbraucher).

- Ausarbeitung eines Konzeptes für die Installation eines Microgrid
- Planung der Implementierung eines Microgridcontrollers und Festlegung der Funktionen.
- Planung der Implementierung eines regionalen Speichers (MW-Bereich) zur Spitzenlastverschiebung und Netzstabilisierung und Festlegung der Funktionsweise
- Planung der Implementierung von Lastmanagementsystemen und Festlegung der Funktionsweise
- Konzeption einer prototypischen Anwendung des Gesamtsystems in der Projektregion

## **B.4 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt**

### **B.4.1 Stand der Technik**

Durch die steigende dezentrale Energieproduktion aus erneuerbaren Energieträgern werden Netze zunehmend stark belastet und die gesetzlich erlaubten Grenzwerte für Spannungen an den Netzknoten zusehends ausgereizt. Insbesondere im Netzbereich ist daher mit signifikanten Änderungen zu rechnen, welche mit umfassenden Investitionen einhergehen werden. Damit die zu erwartenden Investitionen auf ein verträgliches Ausmaß reduziert werden können, sind Realisierungen von intelligenten Netzen – Smart Grids erforderlich. Diese können den Anforderungen des stark fluktuierenden Energietransportes in den Netzen und der Umkehr der Energieflussrichtungen gerecht werden. Mit gleicher Leitungskapazität kann dadurch mehr Energie transportiert und auch konsumiert werden.

Im Smart Grids-Bereich ist auf niedriger bzw. unterster Ebene das Micro Grid angesiedelt, welches zusätzlich die Leistungsautonomie, also einen Inselnetzbetrieb, forciert. Nachdem Österreich inmitten des Europäischen Verbundnetzes liegt, könnten Microgrids die Ausfallsraten in der gesamten EU wesentlich verringern. Neben der Erreichung der Energieziele heben Microgrids daher auch die Versorgungsqualität.

Microgrids sind in sich geschlossene regionale Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und Speicher eingebunden sind. Versorgungsqualität, -zuverlässigkeit und wirtschaftlicher Nutzen der Energieversorgung und Netzbetreiber werden dabei optimiert. Microgrids können mit dem übergeordneten Netz gekoppelt, vom übergeordneten Netz getrennt oder im Dualbetrieb laufen, indem die Verbindung zum übergeordneten Netz je nach Bedarf geschlossen oder geöffnet wird. So wird in Microgrids die dezentral erzeugte Energie optimal genutzt.

Dezentrale Verteilnetzabschnitte haben eine große Bandbreite an hochentwickelter Elektronik, die Fernüberwachung, -steuerung und zusätzliche -services der Stromsysteme ermöglichen. Trotzdem gibt es noch Lücken in der Kommunikation und Funktion hin zu einem Microgrid. Es gibt verschiedene Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speicher die ohne direkt miteinander zu kommunizieren arbeiten und sich nicht aktiv an der Netzregelung beteiligen, weshalb derzeit ein Microgrid noch nicht realisiert werden kann.

Einzelne Fragestellungen wurden in verschiedenen Forschungsprojekten bereits behandelt. Nachfolgend werden Projekte / Erfahrungen, welche den Themenbereich des Microgrids direkt oder in Subbereichen, und somit den Stand der Technik, adressieren erläutert.

#### **B.4.2 Vorarbeiten zum Thema**

Im Projekt **Microgrids**<sup>1</sup> und dem Folgeprojekt **More Microgrids** untersuchten 14 bzw. 22 Partner aus 7 bzw. 11 Ländern der EU verschiedene Gesichtspunkte eines Microgrids. Dazu zählte z.B. die Entwicklung von Generator- und Lastkontrollern, Kontrollstrategien, Kommunikation, Standardisierung, sowie der Test und die Evaluierung von Pilotanlagen.

Netzbetreiber aus 6 Staaten sind am Projekt **GRID4EU**<sup>2</sup> beteiligt. In jedem Land befindet sich eine Testregion, in der unterschiedliche Konzepte erprobt werden. Die Regionen weisen unterschiedliche Strukturen (Urban/Ländlich, verschiedene klimatische Bedingungen) und Schwerpunkte (Speicher, Elektromobilität, Active Demand, Power Management, ...) auf, womit eine koordinierte Untersuchung verschiedener Aspekte ermöglicht wird. Es ist derzeit das größte Projekt zum Thema Smart Grid in der EU.

Der italienische Stromversorger Enel begann 2001 mit der Einführung von Smartmetern. (Projekt **Telegestore**), sowie 2011 mit deren automatisierten Auslesung (Projekt **StAMI**). Durch diese konsequente Einführung existiert nun die notwendige Infrastruktur, um Demand Response Applications aufzubauen. So wurde im Forschungsprojekt Energy@Home die Möglichkeit einer Benutzerinteraktion mit Hilfe eines Energy Management Devices untersucht. Dieses Gerät steuert den Energieeinsatz im Haus und bildet eine Schnittstelle für den Benutzer. Das Projekt ADDRESS untersuchte hingegen das Potenzial eines Marktes für Aggregierte Demand Response.

Das **EcoGrid EU**<sup>3</sup> ist eine Testanlage auf der dänischen Insel Bornholm. Sie weist einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien auf (ca. 50%), und ist über ein Seekabel mit dem schwedischen Festland verbunden. Das Projekt zeichnet sich durch eine große Kundenbeteiligung aus (2.000 / 28.000 Haushalten). Hauptbestandteil von EcoGrid EU ist die Einführung eines Echtzeitmarktes für Energie, wodurch eine Demand Response ermöglicht werden soll.

Eine andere Möglichkeit, die Leistungsspitzen von Windparks zu nutzen, wurde im Projekt **Night Wind** untersucht. Die Idee dahinter war es, Kühllhäuser vor allem dann zu kühlen, wenn viel Strom vorhanden ist. Andere Projekte, wie **Intelligent Remote Control for Heat Pumps** wollen Wärmepumpen für eine Lastverschiebung (Demand Side Management) einsetzen.

**GROW-DERS**<sup>4</sup> (Grid reliability and operability with distributed generation using flexible storage) befasste sich mit den verschiedenen Speichertechnologien. Dabei wurden sowohl Labor- als auch Praxistests durchgeführt.

<sup>1</sup> <http://www.microgrids.eu/default.php>

<sup>2</sup> <http://www.grid4eu.eu>

<sup>3</sup> <http://www.eu-ecogrid.net/>

<sup>4</sup> [growders.eu](http://growders.eu)

Ein technischer und ökonomischer Vergleich der verfügbaren Speichertechnologien wurde ebenfalls 2010 im Zuge des Projekts **Electricity storage for short term power system service** erstellt. Speziell die Anwendungsmöglichkeiten von Luftdruckspeichern wurde beim Projekt **ADELE** untersucht.

Außerdem gibt es von der Smart Grid Coordination Group Bestrebungen, Standards zu erarbeiten, um so die Markteinführung von neuen Technologien zu erleichtern.

Wichtige internationalen Testanlagen sind unter anderem:

- **AEP CERTS** Microgrid (USA) Peer-to-peer Architektur mit PI-Kontrollern
- **Mad River** (USA) Zentraler Kontroller
- **Shimizu's Microgrid** (Japan)
- **Kyoto Eco-Energy Project** (Japan)
- **Hachinohe Project** (Japan)

Im Rahmen der Smart Grids Modelregion Salzburg das Projekt **SGMS - HiT Planung+Bau - Smart Grids Modellregion Salzburg - Häuser als interaktive Smart Grid Teilnehmer - Planung und Bau** abgewickelt. Im Fokus des Projekts steht die optimale Systemintegration der Gebäude in das Smart Grid (Lastmanagement in Kombination mit dezentraler, erneuerbarer Erzeugung inklusive gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen), wobei es in diesem Projekt möglich ist, schon von Beginn der Planung an durch wissenschaftliche Begleitung steuernd einzugreifen und wichtige Parameter frühzeitig zu beeinflussen.<sup>5</sup>

**ELMAS - Energie- und Lastmanagementsystem für Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen auf lokaler Netzebene:** Ziel dieses Projektes ist die Entwicklung eines intelligenten Energie- und Lastmanagementsystems zur maximalen Nutzung von lokal erzeugtem Strom für E-Fahrzeuge und andere lokale Verbraucher. Durch verlustfreies Aufladen von E-Fahrzeugen (DC-Ladung), gezielte verbrauchsoptimierte DC-Speicherung, Steuerung der lokalen AC-Verbraucher und Kommunikation mit den Stromerzeugungsanlagen wird die Beanspruchung der Stromnetze auf ein Minimum reduziert.<sup>6</sup>

**KRIN (Krisensichere Netze) Smart Emergency Grid –Innovative dezentrale Notstromversorgungsnetze mittels Smart Metern:** „Smart Emergency Grid“ ist ein Versorgungskonzept für Krisenfälle und basiert auf der Lastfluss- und Erzeugungssteuerung durch Smart Meter in Verbindung mit dezentralen Energieerzeugungs- / Notstromaggregaten zur Versorgung von Kritischer Infrastruktur bei Störungen in den höheren Netzebenen. Diese Art der Bereitstellung einer Notversorgung ist leistungsfähig, kostengünstig und universell einsetzbar.<sup>7</sup>

**SGMS - Smart Web Grid - Smart Grid Modellregion Salzburg - Konzeption eines Informationsmodells für webbasierten Zugriff auf Smart Grids Daten:** Das vorliegende Projekt untersucht die Möglichkeiten, für unterschiedliche Smart Grids-Anwendungen eine solche

<sup>5</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>6</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>7</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.



Nutzerinteraktion auf möglichst universelle, interoperative und effektive Weise für verschiedene Zielgruppen herzustellen.<sup>8</sup>

**ECONGRID - Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids-Lösungen:** Ziel des Projekts ist es, erstmalig eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der breiten Einführung von Smart Grids in Österreich zu erarbeiten. Auf Basis einer detaillierten Bestandsaufnahme und Beschreibung des IST-Zustands der österreichischen Netze werden Systemwirkungen, Struktureinflüsse und mögliche Ausbauszenarien für Smart Grids modelliert, berechnet und diskutiert. Die Ausbauszenarien werden unter Berücksichtigung eines realen Netzes in einem weiteren Schritt hinsichtlich ihrer volkswirtschaftlichen Wirkungen analysiert und die zu erwartenden Nutzeneffekte monetär bewertet. Den Abschluss bildet eine wohlfahrtsökonomische Gesamtbeurteilung der unterstellten Szenarien für Österreich unter Berücksichtigung einer Kosten-Nutzen Analyse.<sup>9</sup>

**SmaRAGd - Smart Grids – Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich:** „SmaRAGd“ bearbeitet Rechtsfragen in Bezug auf ausgewählte Funktionalitäten von „Intelligenten Netzen“, wie (verfassungs-)rechtliche Implikationen von Aktiven Verteilnetzen, Verbrauchssteuerung, der Einbindung dezentraler Erzeuger, E-Mobilen als Energiespeicher sowie flexiblen Preismodellen. Aufgrund der Analyse der relevanten Rechtsnormen werden Regelungslücken aufgezeigt sowie Änderungs- und Ergänzungsvorschläge abgeleitet.<sup>10</sup>

**SG-Essences - Elaborated assesement of competing smart grid solutions:** Die Interaktion von erneuerbaren Energieträgern und intelligenten Netzstrukturen in Hinblick auf dezentrale Einspeisungsstrukturen und der benötigten Schnittstellen ist ein bedeutendes Themenfeld der zukünftigen Energieversorgung. Die Bewertung dezentraler Einspeisesysteme ist ebenso wie eine Analyse konkurrierender Systemlösungen ein Hauptbestandteil dieses kollaborativen Projekts aus Forschungsinstitutionen, Netzbetreibern und Marktteilnehmern.<sup>11</sup>

**DG DemoNet - Smart LV Grid - Controlconcepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources:** Zukünftige Herausforderungen für Niederspannungsnetze werden hohe Dichten von verteilten Erzeugern (insbesondere Photovoltaik) und Elektrofahrzeuge sein. Das Projekt zielt auf eine energie- und kosteneffiziente Nutzung vorhandener Netzinfrastrukturen basierend auf intelligenter Planung, Echtzeit-Beobachtung und aktivem Netzmanagement. Kommunikationsbasierende Lösungen für den aktiven Betrieb von Niederspannungsnetzen werden erarbeitet und evaluiert.<sup>12</sup>

Im **IEA-Task ECBCS Annex 51**<sup>13</sup> (Energieeffiziente Siedlungen: Fallstudien und strategische Entscheidungshilfen für kommunale Entscheidungsträger) erfolgt die Erarbeitung von

<sup>8</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>9</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>10</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>11</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>12</sup> Greißberger H. und Bieser H.: Geförderte Projekte – Smart Grids; Zusammenstellung ausgewählter Projekte, aktualisierte Fassung 2011.

<sup>13</sup> International Energy Agency (2012): Energy Conservation in Buildings and Community Systems Programme, <http://www.annex51.org/> (abgerufen am 22.06.2012 um 7:45)



Handlungsanleitungen und Instrumente für kommunale Planungs- und Umsetzungsstrategien einer gebäudeübergreifenden Energieplanung. Dabei wird der aktuelle Status erhoben, Fallstudien erarbeitet und ein Leitfaden erstellt. Das Projekt wurde bereits abgeschlossen. Es stehen übergeordnete Rahmenkonzepte, theoretisch erarbeitete Handlungsfelder und Simulationstools zur Verfügung. Konkrete Komponentenentwicklungen und Testbetriebe wurden nicht adressiert.

Über die deutsche Programmlinie „EnEff: Stadt – Forschung für die energieeffiziente Stadt“<sup>14</sup> werden zahlreiche Projekte durchgeführt, welche integrative Konzepte und auch Planungstools für energieeffiziente und vernetzte Siedlungen und Stadtquartiere vorsehen. Ein gebäudeübergreifendes Energiemanagement wurde jedoch nicht adressiert:

**UrbanReNet - Vernetzte regenerative Energiekonzepte im Siedlungs- und Landschaftsraum<sup>15</sup>, Integriertes Energie-Quartierskonzept Ludwigsburg Grünbühl/Sonnenberg<sup>16</sup>, Integrales Quartiers-Energiekonzept Karlsruhe-Rintheim<sup>17</sup> etc.**

Ein weiteres „EnEff: Stadt“-Projekt, **Intelligente Vernetzung von Stadtinfrastrukturen - Smart Power Hamburg<sup>18</sup>**, zielt auf die Realisierung eines Verbundes von Liegenschaften ab. Dabei soll eine gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung über eine intelligente Vernetzung von Energieerzeuger, -Verbraucher und Speicher erzielt werden. Wesentliche Projektabschnitte werden jedoch nur modelliert und nicht realisiert (z. B. das Geschäftsmodell). Stromspeicher wurden nicht adressiert.

Das Programm „**Smart Energy Demo – fit4set**“<sup>19</sup> fördert aktuell 6 österreichische Städte / Regionen für die Realisierung von nachhaltigen zukunftssträchtigen Stadtteilen. Nachdem in diesem Programm nur weitgehend ausgereifte Technologien adressiert werden (keine Technologieentwicklungen), wird auch in keinem der Projekte direkt ein Microgrid behandelt. Jedoch können daraus Teilerkenntnisse für das zugrunde liegende Projekt herangezogen werden (z. B. geeignete IKT, Smart-Grids-Komponenten, Visualisierungstools etc.).

Das deutsche Pendant zu Smart Energy Demo, die **E-Energy Modellprojekte und -regionen<sup>20</sup>**, behandeln die Realisierung von sechs ländlichen und urbanen Modellregionen. Dabei wird durchgängig ein starker Smart Grids-Bezug hergestellt, bei dem teilweise auch auf die entsprechenden Elemente eines Microgrids (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) eingegangen wird.

Es gibt bereits einige Anbieter von Systemlösungen am Markt. Dazu zählen unter anderem:

<sup>14</sup> Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie / BMWi (2012): <http://www.eneff-stadt.info/de/> (abgerufen am 22.06.2012 um 7:55)

<sup>15</sup> BMWi (2012): <http://www.eneff-stadt.info/de/planungsinstrumente/projekt/details/vernetzte-regenerative-energiekonzepte-im-siedlungs-und-landschaftsraum/> (abgerufen am 22.06.2012 um 8:00)

<sup>16</sup> BMWi (2012): <http://www.eneff-stadt.info/de/pilotprojekte/projekt/details/integriertes-energie-quartierskonzept-ludwigsburg-gruenbuehlsonnenberg/> (abgerufen am 22.06.2012 um 8:05)

<sup>17</sup> BMWi (2012): <http://www.eneff-stadt.info/de/pilotprojekte/projekt/details/integrales-quartiers-energiekonzept-karlsruhe-rintheim/> (abgerufen am 22.06.2012 um 8:10)

<sup>18</sup> BMWi (2012): <http://www.eneff-stadt.info/de/waerme-und-kaeltenetze/projekt/details/intelligente-vernetzung-von-stadtinfrastrukturen-smart-power-hamburg/> (abgerufen am 22.06.2012 um 8:15)

<sup>19</sup> Österreichischer Klima- und Energiefonds (2012): <http://www.smartcities.at/foerderung-2/> (abgerufen am 22.06.2012 um 8:30)

<sup>20</sup> Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012): <http://www.e-energy.de/de/modellregionen.php> (abgerufen am 22.06.2012 um 8:20)

- General Electrics ([http://www.gedigitalenergy.com/smartgrid\\_generation.htm](http://www.gedigitalenergy.com/smartgrid_generation.htm)) Grid IQ™ Microgrid Control System (Zentrale Steuereinheit zur Optimierung des Netzes)
- ABB Microgrid and renewable integration platform (<http://www.abb.com/industries/us/9AAF403282.aspx>) (Peer-to-peer Struktur, Microgrid Controller (RMC600) und Energiespeicher (PowerStore, Schwungradspeicher))
- Encorp (<http://www.encorp.com/index.html>) Gold Box
- Spirae (<http://www.spirae.com/>) BlueFin™
- SAIC (<http://www.saic.com/feature/energy/microgrid.html>)
- cebeEnergy (<http://www.cebe-energy.com/products/microgrids>) gridFlex Microgrids
- PetraSolar (<http://www.petrasolar.com/products/gridwave-reliability-solutions/smart-tie-microgrid>) Smart-tie™ Microgrid

Die Systeme bestehen meist aus einem (zentralen oder verteilten) Controller, der die Steuerung und Überwachung des Netzes übernimmt, sowie Schalt- und Kommunikationseinrichtungen. Die Einbindung von elektrischen Speichern, Inselbetrieb und Blackstart ist möglich. Eine konsequente Berücksichtigung von thermischer Energie fehlt jedoch.

Weitere Arbeiten mit teilweise ähnlichen Inhalten bzw. Ansätzen, die für das vorliegende Projekt herangezogen werden können:

- Super-4-Micro-Grid

#### **B.4.3 Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projekts)**

Es bestehen bereits zahlreiche Konzepte und theoretischen Abhandlungen für Smart Grid Systeme, sowie Teilaspekte von Smart Grids, aber nicht für Microgrids was sich als Neuerung aus dem vorliegenden Projekt darstellen lässt. Ebenso existieren keine empirische Erfahrungen, bzw. bestehen diese nur für bestimmte Teilaspekte von Smart Grids. Im vorliegenden Projekt werden auch unterschiedliche Monitoringsysteme untersucht, da bestehende Monitoringsysteme nur Teilanforderungen für eine Microgridlösungen abdecken und es ebenso noch keinen Technologiestandard für das Zusammenwirken von verschiedenen Teilkomponenten gibt. Die Analyse und Untersuchung derartiger Bereiche soll klare Unterschiede und vor allem Neuerungen im Vergleich zu bestehenden Lösungen aufzeigen.

Die Schaffung einer Schnittstelle für verschiedene nachhaltige Stromerzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher stellt ein weiteres wesentliches Merkmal des vorliegenden Projekts dar, denn zur Zeit gibt es teilweise noch keine Testanwendungen, adaptierte Komponenten, zugehörige Software, sowie eine Vernetzung zu übergeordneten Systemen. Innovative Lösungsansätze in diesen Bereichen wurden daher versucht im vorliegenden Projekt darzustellen.

In diesem Projekt wurden das grundlegende wissenschaftliche, technische und wirtschaftliche Wissen und die notwendigen Fertigkeiten erarbeitet und kombiniert, um in weiterer Folge ein modulares Energiemanagementsystem für intelligente Microgridssysteme umsetzen zu können.

Der neue und innovative Ansatz ist die systematische Berücksichtigung aller vorhandenen und benötigten Datenquellen mit verschiedenen Formaten und Schnittstellen, die eine Simulation und Optimierung der dezentralen Energieinfrastruktur gemeinsam mit der Erzeugung und dem Verbrauch ermöglicht. Damit könnte eine Gesamtsystemoptimierung erreicht werden, die zu erheblichen Effizienzsteigerungen in den vorhandenen regionalen Verteilnetzen führen und damit auch Emissionen verhindern kann.

#### **B.4.4 Verwendete Methoden und Vorgangsweise**

Die Recherche und Analyse der im betrachteten Netz vorhandenen Technologie dezentraler Erzeuger elektrischer Energie (Photovoltaik-, Windkraftanlagen, BHKW, usw.), möglicher Speicher und schaltbarer Lasten sowie der diesbezüglichen relevanten Rahmenbedingungen (technisch, wirtschaftlich, rechtlich) sind Ziele des AP2 „Technologien und Rahmenbedingungen“ und erfolgen mittels:

- umfassender Recherchen in der Literatur (wissenschaftliche und Patente) und im Internet, Kontakt und Gesprächen mit Betreibern von dezentralen Erzeugern elektrischer Energie sowie Betreibern von Anlagen und Gebäuden, die als verschiebbare Lasten eingesetzt werden können.
- Die Rechercheergebnisse werden analysiert, aufbereitet und bewertet, um als Grundlage für nachfolgende Arbeitspakete zu dienen (Simulation und Szenarienrechnung).
- Analyse der schaltbaren Lasten im betrachteten Netzgebiet (Industrielle/gewerbliche Lastverschiebungsmöglichkeiten sowie Ansätze bei Privathaushalten) durch Szenarienrechnung und Simulation

Die Methode zur Zielerreichung und Generierung der Ergebnisse von AP3 „Datenerfassung“ wird wie folgt dargestellt:

- Erweiterung der vorhandenen Datenerfassung im Verteilnetz mit neuartiger Informations- und Kommunikationsinfrastruktur
- Konfiguration der Schnittstellen zwischen schaltbaren Lasten, Speicher und Erzeugungseinheiten und dem Microgridcontroller
- Aufbereitung der Daten für die Betreiber und für Simulationen und Berechnungen zur Integration der Erneuerbaren, schaltbaren Lasten und Speicher

Zur Erreichung der Ziele und Ergebnisse des AP4 „Modularer Batteriespeicher“ wird folgende Methodik angewandt:

- Bewertung unterschiedlicher Speichersystemauslegungen und Konzeption eines Speichers zum Lastausgleich und zur Netzstützung.
- Für das zuvor konzipierte modulare Speichersystem, auf Basis einer Natrium/Nickelchlorid-Kombination (115 Wh/kg; 160 Wh/L; 15 bis 20 Jahre Lebensdauer; über 3000 Ladezyklen bei 80% DOD), wurde an der am besten für die Erfüllung seiner Aufgaben geeigneten Stelle im Netz die Integration geplant.
- Geschäftsmodelle für die Speicherbewirtschaftung wurden entwickelt und simuliert.

Die Methodik zu Erreichung der Ziele und Ergebnisse des „AP5 Microgridcontroller“ kann wie folgt beschrieben werden:

- Für die Erprobung wurde ein geeigneter Standort sowie geeignete Erzeuger und Verbraucher innerhalb des Netzgebietes ausgewählt, an dem der Microgridcontroller installiert werden kann.
- Für die ausgewählten Anlagen wurden entsprechende Konzepte und Geschäftsmodelle erstellt, wie jeweils eine „Integration“ in das Microgrid durchgeführt werden soll.
- Anhand der Konzepte erfolgte die Auswahl der Technologien, die in weiterer Folge gemeinsam mit dem entwickelten Microgridcontroller implementiert werden können. Die für den Aufbau notwendige Infrastruktur wurde für das nachfolgende Umsetzungsprojekt geplant.
- Konzeption der Netzeinbindung verschiedener schaltbarer Lasten.
- Geschäftsmodelle für das Lastmanagement wurden entwickelt und geplant.

Die Ziele und Ergebnisse des AP6 „Evaluierung des weiteren Forschungsbedarfs und Konzeption einer prototypischen Anwendung“ wurden mittels folgender Methodik erreicht:

- Aufbauend auf den Ergebnissen aus AP2, AP3, AP4 und AP5 wurde ein Konzept zur prototypischen Implementierung eines Microgrids erstellt.
- Aus den Rahmenbedingungen und Barrieren zur Implementierung eines prototypischen Microgrids wurde der weitere Forschungsbedarf speziell auch in Zusammenhang mit dem Speichersystem erhoben.

## **B.5 Ergebnisse des Projekts**

Prioritäres Ziel im Projekt war die Untersuchung eines ausgewählten Stromnetzes hinsichtlich der Einspeisesituation und der Lastverschiebungspotentiale, die Datenerfassung unter Verwendung neuartiger Datenerfassungs- und Übertragungsinfrastruktur, als auch die Analyse wie aus einem definierten Netzbereich ein MicroGrid mit dem Einsatz von Speichern und entsprechenden MicroGrid Kontrollsystemen werden kann. Das Projekt zielte auf die Erhebung der Potentiale zum Abgleich von Erzeugung und Verbrauch ab und die Identifizierung des erforderlichen Speicherbedarfs für besagte Großspeicher unter Berücksichtigung der bestehenden Netzkapazität und der installierten Messinfrastruktur. Es sollte ein MicroGrid geschaffen werden, welches eine nachhaltige Strombereitstellung (über Biogaskraftwerke und Photovoltaik) und -integration (über elektrochemische Großspeicherlösungen), unter Berücksichtigung eines intelligenten Verbrauchs vernetzt und durch einen gesamtheitlichen Ansatz intelligent gesteuert wird. Auf Basis des Stromgroßspeichers wurde ein multiplizierbares Geschäftsmodell zur vertikalen Integration lokal verfügbarer Energieträger entwickelt.

Konkret wurden im Projekt sämtliche Netzbereiche im Stromnetz Güssing untersucht. Einen Überblick über die analysierten Bereiche, soll Abbildung 1 liefern. Die Analyse der Netzbereiche in Güssing hat gezeigt, dass es klare Unterschiede zwischen den einzelnen Bereichen gibt, was die Erzeugung und den Verbrauch angeht.

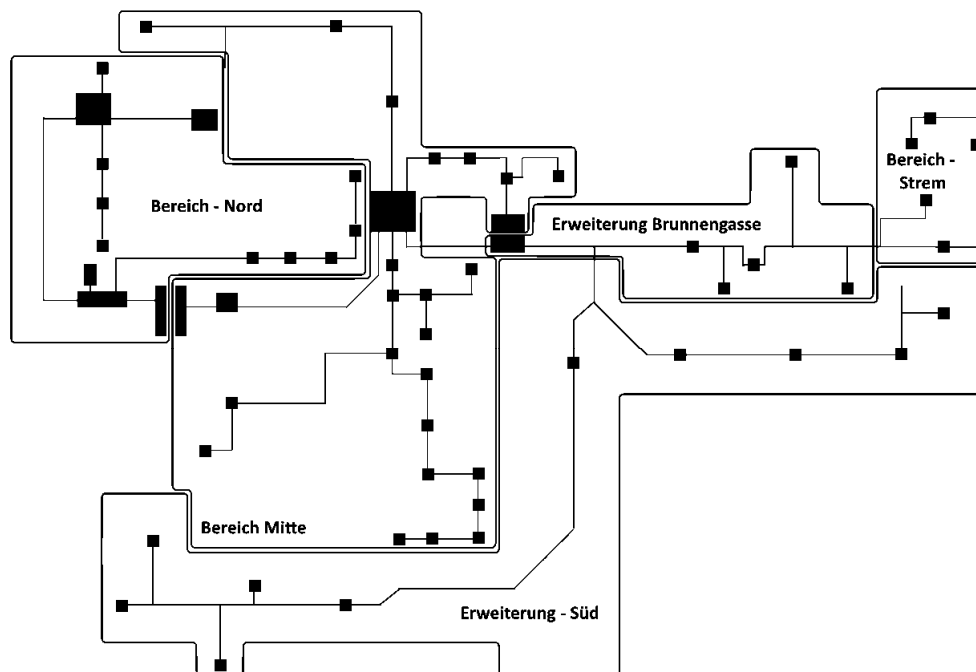


Abbildung 1: Darstellung des Netzes von Güssing mit der Einteilung in die Bereiche (Datenquelle: Elektro Güssing, 2015)

Der analysierte Bereich Nord hat sich durch den höchsten Verbrauch aber auch die höchste Erzeugung an elektrischer Energie auszeichnet, ist im Wesentlichen ein ausgeglichener Bereich, mit einem leichten Erzeugungsüberschuss. Die Erzeugung stammt zu den größten Teilen aus den drei thermischen Kraftwerken mit Biomasse bzw. Biogas als Brennstoff. Im Gegensatz dazu zeigte sich im Bereich Mitte, dass dieser zwar über den zweithöchsten Verbrauch im Netz Güssing verfügt, jedoch keine nennenswerten Energieerzeugungseinrichtungen hat, wodurch eine deutliche Unterdeckung des Verbrauchs resultiert. Zu den Randgebieten Strem inklusive den beiden dargestellten Erweiterungen, wurde ermittelt, dass diese bezüglich Erzeugung und Verbrauch sehr gut ausgeglichen sind, wobei aus dem Netzbereich Strem ein großer Teil der Energieerzeugung kommt. Hier sind es vor allem die Biogasanlage sowie die Photovoltaikanlagen, die für die Erzeugung verantwortlich sind. Die Verhältnisse von Erzeugung und Verbrauch sind in Abbildung 2 dargestellt.

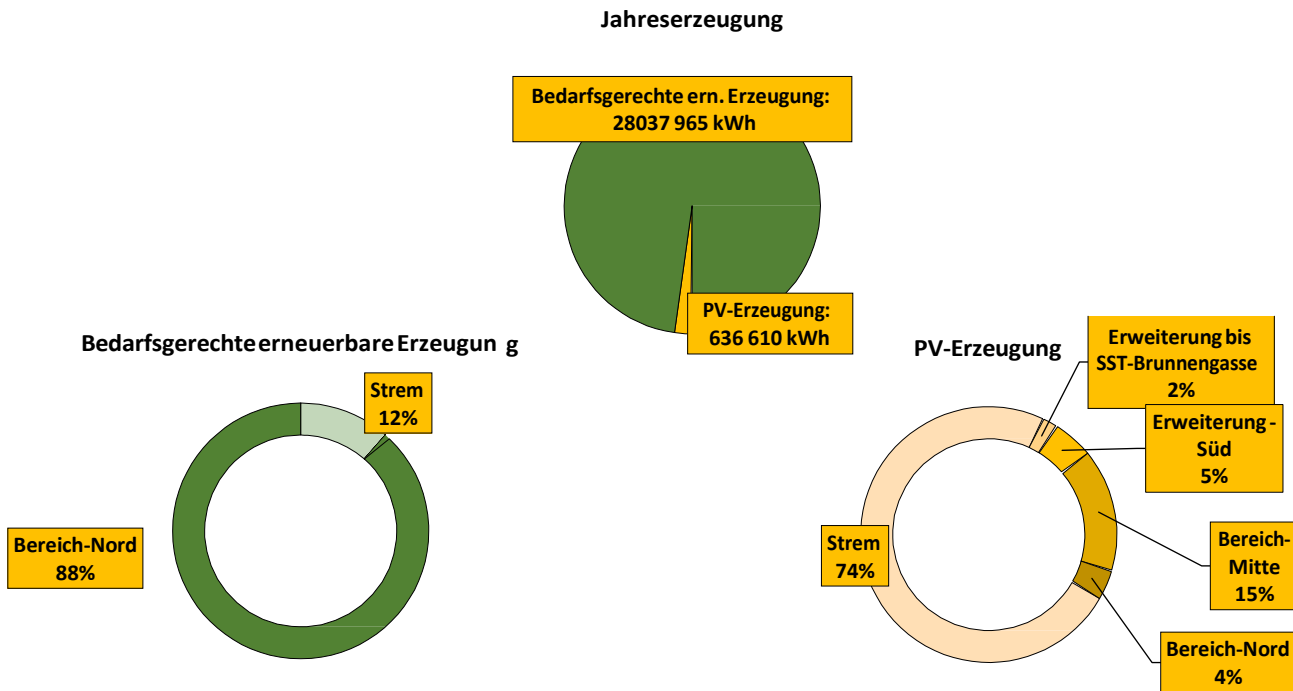


Abbildung 2: Zusammenhänge von Erzeugung und Verbrauch in den einzelnen Netzbereichen des MicroGrid Güssing

Im Hinblick auf die Verbraucherstruktur, wurden die einzelnen Verbraucher in Güssing Verbrauchsgruppen der Standardlastprofile zugewiesen. Diese Zuweisung ergab, dass die größte Kundengruppe, die Haushalte nur für einen im Vergleich zur Kundenzahl geringen Anteil (etwa 20%) am Gesamtstrombedarf verantwortlich sind. Als maßgeblich verantwortlich für den Gesamtstrombedarf (mit etwa 60%) konnten die Verbraucher mit Lastprofilzählern, also Industrie- und Gewerbekunden ermittelt werden. Diese konnten zum größten Teil im Bereich Nord identifiziert werden. Analysen zum Bereiche Mitte sowie Süd-Ost ergaben, dass sich diese durch einen höheren Anteil an Haushaltskunden auszeichnen. In den Randgebieten konnten zusätzlich nennenswerte Anteile von Verbrauchern mit einer landwirtschaftlichen Charakteristik ermittelt werden.

Die Ergebnisse aus der Analyse des Netzes haben gezeigt, dass es unter Verwendung der vorhandenen Daten zu keiner unzulässigen Überlastung des Netzes kommt. Durch die Stromeinspeisung aus den dezentralen Erzeugern im Bereich Strem konnten zwar Erhöhungen der Spannungen an den einzelnen Knoten herausgefunden werden, jedoch überschreiten die resultierenden Werte die zulässigen Grenzwerte nicht. Ebenso zeigten die Auslastungen der Leitungen keine kritischen Situationen im Netz.

Für die Erstellung und Simulation eines MicroGrids wurden vorerst sämtliche Lastverschiebungspotentiale der Haushalte im Netzgebiet Güssing ermittelt. Die ermittelten Lastverschiebungspotentiale ließen sich grob in zwei Gruppen eingliedern und zwar in Lasten die sich zu und abschalten lassen und Lasten bei denen sich der Einschaltzeitpunkt verschieben lässt. Für beide Kategorien ließen sich im Zuge des Projekts im Netz Güssing Potentiale ermitteln, deren Aktivierung sich jedoch aufwendig gestaltet. Eine Aktivierung der Lastverschiebungspotentiale würde aber aufgrund der guten Korrelation mit dem Lastgang der Verbraucher in Güssing, positive Auswirkungen auf die Spitzenlast haben.

Diese ersten Analysen, zur Erfassung sämtlicher Erzeuger und Verbraucher, sowie Lastverschiebungspotentiale im Netz, waren die Grundlage für die Umsetzung der weiteren Schritte und Simulationen im Zuge des Projekts.

Ein wesentlicher Bestandteil des Projekts war es auch, vor oder nach unterschiedlichen Projektphasen Workshops mit NutzerInnen bzw. auch ExpertInnen zu organisieren, denn die Informationsvermittlung über das Vorhaben, die Vorgehensweise und die generierbaren Ergebnisse wurde als äußerst wichtig erachtet. Wichtig war dies vor allem dahingehend, da im Projekt einerseits ein hoher Praxisbezug erreicht werden sollte, was auch notwendig war, da man auf gewisse Art und Weise auch die Unterstützung von NutzerInnen benötigt hat um im Netz auch reale Daten aufzeichnen zu können. Ziel war es nämlich in einem definierten Netzbereich ein Datenerfassungssystem zu installieren und in Betrieb zu nehmen. Auf Basis dieser Realwerte sollen dann die theoretischen Betrachtungen in den Berechnungen und Simulationen entsprechend adaptiert werden. Für die Simulation des MicroGrids war dies unbedingt notwendig. Daher wurden die Netzkunden im gesamten Gebiet über eigens angefertigte Flyer und im Rahmen eines Workshops über das Projekt und das zur Anwendung kommende Datenerfassungssystem informiert. Nachdem es im betrachteten Netzbereich großen Zuspruch gegeben hat, konnte in einem nächsten Schritt die Vorbereitung der Installierung des Datenerfassungssystems gestartet werden. Es wurden unterschiedliche Objekte mit verschiedenen Lastprofilen vorausgewählt und Zustimmungserklärung für die projektbezogene Datenerfassung und die Installierung der dafür notwendigen Messeinrichtungen eingeholt. Danach wurden die Zähleinrichtungen – Smart Meter – installiert, sequentiell in Betrieb genommen und ein System zum laufenden Monitoring definiert und installiert. Mit der Installation und der Inbetriebnahme des Datenerfassungs- und Monitoringsystems, wurde ein wesentlicher Meilenstein im Projekt erreicht.

Der Prozess bis zur Installierung und Inbetriebnahme gestaltete sich in der Umsetzung als ziemlich aufwändig, da die Einführung von Smart Metern seitens der Energie Güssing, aus Effizienzgründen in Kooperation mit zahlreichen weiteren Netzbetreibern aus der Steiermark, sowie den angrenzenden Bundesländern erfolgt. Hier musste eine gute Kommunikation und laufende Abstimmung erfolgen, denn es sollte in diesem MicroGrid Testgebiet schon jener Smart Meter Typ eingesetzt werden, der dann auch tatsächlich am Rolloutplan der Region steht. Das Energie- und Dienstleistungsunternehmen Energy Services Handels- und Dienstleistungs GmbH betreibt ein Rechenzentrum, welches ein umfangreiches Portfolio an mandantenfähigen IT-Systemen anbietet – beginnend vom Abrechnungssystem (BILLING), Marktkommunikation bis hin zum Workforcemanagement. Im Zuge der Smart Meter Implementierung werden die IT-Systeme um ein zentrales mandantenfähiges Meter Data Management System (MDM System) erweitert. Die Energie Güssing GmbH nutzt mit rund 30 weiteren kleineren und mittleren Verteilnetzbetreibern das Know-How der Energy Services GmbH um gemeinsam auch die flächendeckende Smart Meter Implementierung umsetzen zu können. Daher hat es im Projekt auch des öfteren Verzögerungen in beispielsweise der Smart Meter Installierung gegeben, da auf die Ergebnisse der Auswahl aus diesem Konsortium abgewartet werden musste etc. Zur Auswahl des geeigneten Smart Meter Typs für das MicroGrid Güssing war es notwendig im Vorfeld die Möglichkeiten der komplexen Smart Meter Infrastruktur und IT-Landschaft auszuloten und eine geeignete Wahl zu treffen. Nachdem die Auswahl getroffen wurde erfolgte die Installierung und der Betrieb der Smart Meter bei den ausgewählten Objekten, die Implementierung der zentralen Software (Meter Data Management System mit vier integrierten Head End Systemen) im Rechenzentrum der Energy Services, sowie auch die Bereitstellung eines Endkundenwebportals und die Installation der gesamten Smart Meter Infrastruktur (neben Zähler auch Datenkonzentratoren, Router, Switches, etc.) im MGG-Testgebiet.



Um die Smart Meter Daten über unterschiedliche Kommunikationswege bis ins Rechenzentrum der Energy Services zu übertragen, wurde Radio Mesh mit vereinzelt Point-to-Point GPRS Verbindungen auf der First Mile getestet, sowie bestehende Datenleitungen (LWL, Kupfer-Steuerleitungen) und Funk (GPRS) auf der Second Mile genutzt. Hinsichtlich der Information und dem Verhalten der Endverbraucher wurden vor dem Einbau der Smart Meter die Testkunden durch Informationsblätter, persönliche Gespräche und Informationen im Zuge eines Partizipationsworkshops informiert. Bei den, unter schriftlicher Zustimmung der Endkunden, verbauten Zähler werden 15-min-Lastprofil-Werte täglich ausgelesen und übertragen. Die Anzeige der Lastprofildaten am Display wurde standardmäßig deaktiviert. Auf Wunsch des Kunden ist es jedoch möglich, diese Daten am Display anzuzeigen. Die Anzeige der Verbrauchsdaten erfolgte über ein Smart Meter Portal, welche interessierten Endkunden zur Verfügung gestellt wurde. Das Interesse der Endkunden an diesen individuell darstellbaren Verbrauchsdaten im Webportal war allerdings sehr gering. Fazit ist, dass die am Markt verfügbaren Zählertechnologien grundsätzlich die Datenübertragung bewerkstelligen, jedoch müssen sie noch hinsichtlich der gesetzlichen und technischen Anforderungen verbessert werden, um letztendlich für den breiten Einsatz und den Massenrollout geeignet zu sein. Hinsichtlich des Verhaltens der Endkunden konnten alleine durch den Einbau und das Zurverfügungstellen der Daten keine nennenswerten Effekte beim Stromverbrauch der Kunden festgestellt werden. Hinsichtlich der Akzeptanz der Kunden konnte man deutliche Unterschiede feststellen und zwar im Unterschied von gewerblichen und Privaten Endkunden. Gewerbliche Endkunden waren von Anfang an sehr interessiert für die Datenaufzeichnung mit Smart Meter und hatten wenig Bedenken in Richtung Datenschutz. Das Interesse hinsichtlich des Zugangs zum Webportal, Datenauswertung, etc. war das Interesse auch groß, um die tatsächlichen 15-min-Lastprofile vorliegen zu haben, Einsparpotentiale ermitteln zu können, sowie Überlegungen in Richtung Abdeckung des Strombedarfs mittels Photovoltaikanlagen vornehmen zu können. Privatkunden waren von Anfang an grundsätzlich skeptisch, vor allem im Hinblick auf Datensicherheit, Datenschutz, etc. hierbei haben nur wenige den Online Zugang regelmäßig genutzt, aber von denjenigen Kunden die Interesse an der Datenaufzeichnung gezeigt haben, konnten auch geringfügige Einsparungen vor allem im Stand-by-Verbrauch erkannt werden.

Das Datenerfassungssystem im Testgebiet umfasst somit neue IT-Systeme – dazu zählen insbesondere Meter-Data-Management-System (MDM) inklusive Key-Management-System (KMS) und Endkunden-Webportal gemäß DAVID-VO – sowie auch die Erweiterung des Workforcemanagement-Systems (WFM) und entsprechende Hardware Infrastruktur (Server, Speicher, etc.) und wird zentral von der Energy Service verwaltet. Über die Kommunikationsinfrastruktur erfolgt die Übertragung der Zählerdaten in das zentrale Meter Data Management System, wo zwischen den sogenannten „Last Mile“ (Datenkommunikation vom Zähler bis zur Trafostation) und „Second Mile“ (Datenkommunikation von der Trafostation ggf. über den Standort des Netzbetreibers bis zu den zentralen IT-Systemen der Energy Service unterschieden.

Bei der Kommunikationsinfrastruktur verfolgt man die nachfolgenden Ziele:

- Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und Übertragungsmedien (Niederspannungsnetz, Lichtwellen Leiter, Kupferkabel und Funk)
- Einheitliche Ausstattung der Trafostationen (Verteilerschränke, Montageplatten inkl. Schutzelemente und aktive Komponenten) für die Montage und den Betrieb der Gateways/Datenkonzentratoren



- Sicherstellung einer stabilen und sicheren Datenübertragung in der vorgegebenen Zeit (tagesaktuell) in das Rechenzentrum der Energy Services
- Betreuung des Datennetzes mit einheitlichen Werkzeugen (Monitoring, Störungsbehebung etc.) zum Zwecke des standardisierten und somit ressourcenschonenden Betriebs
- Unterstützung aller Use-Cases (wie Spontanabfrage, Firmware-Updates, Lastbegrenzung, Fernabschaltung, Ferneinschaltbereitschaft, usw.) gemäß den gesetzlichen Vorgaben

Bei Energie Güssing liegt der Schwerpunkt in der Last Mile auf PLC – wobei jedoch einzelne Zähler direkt über Mobilfunk angeschlossen werden. Betreffend Second Mile wird auf einen Mix aus LWL / Kupfer und Mobilfunk gesetzt.

Die Ergebnisse aus dem Projekt MicroGrid Güssing war für den lokalen Netzbetreiber auch sehr wertvoll, um Erfahrungen mit Smart Metern und den innovativen Datenerfassungssystemen zu sammeln. Es wird auch weiterhin geplant auf Basis eines mandantenfähigen zentralen Meter Data Management Systems ein interpolares (Multi-Vendor-) Zählersystem aufzusetzen, um so größtmögliche Zukunftssicherheit und Investitionssicherheit zu erzielen. Es werden die aktuellsten Erkenntnisse bei der Security der Kommunikation und der Datensicherheit Würdigung finden. Beim Design der Prozesse und der Web-Applikationen wird auch künftig auf höchste Kundenfreundlichkeit geachtet, um das Ziel der Kundenakzeptanz und damit der nachhaltigen Energieeffizienzverbesserung und ebenso Smart Grid und MicroGrid Realisierung zu erreichen.

Parallel zu den Implementierungsvorgängen der Smart Meter und zugehöriger Datenerfassungssysteme wurden Modelle ausgearbeitet, wie das MicroGrid funktionieren und mit dem Einsatz welcher Technologien oder Kontrolleinrichtungen ein optimaler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch im Netz gewährleistet werden kann. Sämtliche Berechnungen und Simulationen wurden laufend mit den realen Messwerten aus der Datenaufzeichnung abgeglichen und wenn notwendig entsprechend adaptiert. Hauptaugenmerk wurde bei den künftigen MicroGrid Betrachtungen auf die Integration von Großspeichern gelegt. Hierbei war neben der Wahl eines geeigneten Geschäftsmodells, die Wahl der Größenordnung sowie die Standortlokalisierung ein wesentlicher Aspekt. Hinsichtlich des Geschäftsmodells wurde auf Basis bereits existierender Best-Practice Beispiele ein Modell passend für die Region und das Netz Güssing abgeleitet.

Für den Speichereinsatz wurden unterschiedliche Größenordnungen und Aufstellungsorte simuliert. Die Simulationen wurden auf Basis der gegebenen Datenlage durchgeführt. Ein möglicher Speicherbetrieb konnte somit auf Basis von Daten für ein ganzes Jahr simuliert werden und berücksichtigte Daten auf Basis von ¼-Stundenwerten. Die angedachte Einsatzstrategie des Speichers unter Realbedingungen sieht vor, dass der Speicher wöchentlich oder gar täglich optimiert werden könnte. Die Optimierung könnte aufgrund von Prognosewerten erfolgen und der Speicher könnte über den Tag verteilt optimal eingesetzt werden.

Die Speichersimulation wurde im Projekt im Detail einerseits für den Einsatz von Batterie-Großspeichern der Durathon Serie (Durathon DC Systems MWh Series) von General Electrics mit Kapazitäten zwischen 1 MWh und 6 MWh und andererseits für eine völlig andersartige Möglichkeit, und zwar für die Speicherung in Batteriewechselstationen, welche für den Mobilitätsbereich verwendet werden können, durchgeführt.

Aus der Analyse der unterschiedlichen Speicher in den einzelnen Bereichen des MicroGrid Güssings ergaben sich die folgenden Ergebnisse und Erkenntnisse:

- Der Einsatz der Durathon-Speicher im MicroGrid Güssing zur Kompensation der Überschüsse an erneuerbarer Erzeugung und der damit verbundenen Flexibilisierung der Last erreicht gute Ergebnisse bei der richtigen Wahl der Speichergröße sowie des Einsatzgebietes.
- Der Einsatz des Speichers führt in jedem Fall dazu, dass die Bezüge zu Spitzenlastzeiten reduziert werden, und Überschüsse aus erneuerbaren Quellen aufgenommen werden.
- Eine Finanzierung des Speichers nur über die Differenz der Marktpreise zwischen Peak- und Offpeak Zeiten kann auf keinen Fall sichergestellt werden, die jährlichen Kostenersparnisse sind dafür zu gering. Daher ist es notwendig für einen solchen Speichereinsatz andere Geschäftsfelder zu erarbeiten, bzw. die Kosten anders zu bewerten. Möglichkeiten hierfür wären der Einsatz der Speicher zu Bereitstellung von Regelenergie, oder eine Gegenüberstellung der Kosten mit jenen eines durch den Speicher verhinderbaren Netzausbau. Beide Kriterien sind aber im gegenständlichen Projekt nicht gegeben.
- Eine Variante für einen anderen Einsatz des Speichers stellt die Geschäftsidee von GreenWay dar, welche in erster Linie die Verwendung als BSS anstrebt. Durch die Aktivierung zusätzlicher Freiheitsgrade ist es aber möglich ebenso positive Effekte für das MicroGrid abzuleiten. Dafür wird der Speicher zwischen den einzelnen Batteriewechseln für die Verschiebung von Lasten und die Aufnahme von erneuerbarem Überschuss verwendet.
- Für einen Einsatz mit dem Ziel eines Ausgleichs in den Bereichen Mitte und Süd-Ost ist die Verwendung des 6 MWh Durathon Speichers zu empfehlen, da dieser hier die besten Ergebnisse erzielt hat. Im Vergleich zwischen einem Ausgleich im Bereich Mitte und einem Ausgleich in den Bereichen Mitte und Süd-Ost werden im zweiten Fall die besseren Ergebnisse erzielt. Weshalb diese Variante zu bevorzugen ist.
- Bei einem Einsatz mit dem Ziel eines Ausgleichs im Bereich Strem mit den beiden Erweiterungen ist von den möglichen Durathon Speichern die Variante mit 4 MWh zu empfehlen.
- Generell zeigt sich aber, dass die Durathon Speicher für den Einsatz im MicroGrid Güssing nicht ideal geeignet sind, da die vorhandenen Leistungen zu hoch und die Speicher dementsprechend schwach ausgelastet sind.
- Ein Einsatz des Speichers mit Batteriewechselstationen von GreenWay ist für das Gebiet Strem mit Erweiterung bis SST am sinnvollsten.

Ein direkter Vergleich der einzelnen Speicherergebnisse miteinander war aufgrund der unterschiedlichen Leistungen und Kapazitäten nicht möglich. Der Durathon Speicher weist im Vergleich zum GreenWay Speicher eine sehr hohe Kapazität und hohe Leistung auf (vgl. Tabelle 1). Die Ergebnisse zeigen auch, dass unter den Durathon-Speichern die Variante mit 6 MWh und einem Einsatz in den Bereichen Mitte und Süd-Ost gegenüber dem 4 MWh Speicher mit einem Einsatz im Bereich Süd-Ost bessere Werte liefert. Jedoch war auch ersichtlich, dass die Ergebnisse des GreenWay Speichers, angesichts der geringeren Ladekapazität von 330 kWh und der deutlich niedrigeren Lade- und Entladeleistung, mit jenen der anderen Speicher durchaus konkurrieren kann.

*Tabelle 1: Vergleich relevanten Ergebnisse der einzelnen Speicher*

Speicher	Kapazität	Leistung	Überschuss- reduktion	Mittlere Auslastung	Änderung der Peakbezüge
	[kWh]	[kW]	[kWh]	[kW]	[kWh]
Durathon 6 MWh	6.000	1.000	676.703	301	-485.884
Durathon 4 MWh	4.000	1.000	445.818	152	-303.455
GreenWay	330	66	101.946	46	-21.101

Wird der Umstand berücksichtigt, dass die Durathon Technologie, wenn sie ausschließlich als Puffer für die Erzeugung und die Last im MicroGrid eingesetzt wird, am Energiemarkt nicht im Ansatz genug Einnahmen erbringt um die Kosten für die Installation zu decken, werden die guten Ergebnisse der GreenWay Speichermethode weiter unterstrichen. Speicher der Durathon Technologie müssten zusätzliche Einnahmen an anderen Märkten erwirtschaften, bspw. dem Regelenergiemarkt, um kostendeckend zu arbeiten. Diese Möglichkeit stünde dem GreenWay Speicher jedoch auch offen. Daraus ergibt sich das Fazit, dass die Ergebnisse des GreenWay Speichers als besser zu bewerten sind.

Aus der Berechnung der Kostenersparnisse am Energiemarkt hat sich ableiten lassen, dass die derzeitigen Investitionskosten um ein Vielfaches zu hoch sind, damit sich ein derartiges Geschäftsmodell rentiert. Die Abschätzung der Investitionskosten ergab einen Wert von 104 € pro kWh und Jahr, die maximalen Kostenersparnisse durch den Speicher am Energiemarkt ergeben sich zu 1,68 € pro kWh und Jahr. Demnach müssten die Investitionskosten um 98,4 % reduziert werden, damit sich auf diese Weise ein Gewinn erwirtschaften ließe.

Für den Standort des Speichers wurden für die weiteren Betrachtungen zentrale, starke Knoten im Netz sowie Netzknoten in unmittelbarer Nähe zu großen, dezentralen Erzeugern ausgesucht.

Mit der Konzeptionierung des Speichereinsatzes, sowie der Betrachtung eines möglichen Geschäftsmodells wurde ein weiterer wichtiger Meilenstein im Projekt erreicht.

Flexibilitäten, wie beispielsweise der Einsatz von Speichern oder entsprechende Lastverschiebungsmaßnahmen werden in Zukunft notwendig sein, um einen den gesetzlichen Regeln entsprechenden Netzbetrieb zu ermöglichen. Denn das Resultat einer erhöhten regenerativen dezentralen Energieversorgung ist eine Steigerung gewisser Netzparameter, die gesetzliche Grenzen nicht überschreiten dürfen, allen voran Knotenspannungen die durch die Erzeuger erhöht werden. Wenn die Funktionalität durch das gegebene System nämlich nicht mehr gegeben ist, müssen andere Komponenten gesucht werden, die einen regelkonformen Betrieb ermöglichen. Derartige Komponenten können, wie bereits dargestellt, Speicher sein, welche in der Lage sind das Netz durch Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe zu beeinflussen. Zu diesem Zweck muss der Speicher entsprechend ge- und entladen werden. Unter dieser Berücksichtigung stellt sich als einfachste Lösung die Installation eines unendlich großen Speichers dar. Dieser könnte alle Fluktuationen ausgleichen. Ein unendlich großer Speicher würde jedoch nicht unbedingt die ökonomischste Lösung darstellen und daher sollte Ziel sein, den Speicher so klein wie möglich zu dimensionieren, und in die Lage zu versetzen, dass er gleichzeitig noch in der Lage ist, die Funktionalität der Netzstabilisierung durch zeitliche Verschiebung von Leistung / Energie zu gewährleisten. Um den Speicher jedoch entsprechend klein dimensionieren zu können, entsteht die Anforderung den künftigen Verlauf der Lastkurve vorhersehen zu können.

Zu diesem Zweck muss eine weitere Komponente eingeführt werden und zwar der sogenannte MicroGrid Controller. Seine Aufgabe ist es das Laden und entladen des Speichers zeitlich zu steuern.

Hierbei gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten der Steuerung und zwar durch ein statisches Beobachtermodell, sowie ein dynamisches Modell. Beim statischen Beobachtermodell wird auf dem Controller ein Modell des Systems implementiert und zusammen mit den Sensordaten kann folglich eine Prognose erstellt und der Speicher entsprechend gefahren werden. Beim dynamischen Modell „lernt“ der MicroGrid Controller über die Zeit und adaptiert das Modell entsprechend um die Differenz zwischen Vorhersage und Realität kontinuierlich reduzieren zu können.

Der Vorteil aus dem Einsatz eines MicroGrid Controllers im Netz Güssing liegt darin, dass die Flexibilität des Netzes, darunter sind im Fall von Güssing die variablen Lasten sowie der Speicher zu verstehen, so eingesetzt werden, dass daraus ein Nutzen für das MicroGrid entsteht. Aktuell wird das Netz zwar im Rahmen der gesetzlich erlaubten Grenzen betrieben und es kommt trotz vorhandener regenerativer Einspeiser zu keinen Verletzungen von Grenzwerten für Spannungen oder Netzelementauslastungen, jedoch wird der Bedarf an Flexibilitäten mit zunehmendem Ausbau an erneuerbaren Einspeisern steigen.

Das Geschäftsmodell des MicroGrid Controllers basiert zusammengefasst im Wesentlichen auf den Überlegungen für den Speichereinsatz, da die Implementierung eines Speichers die größte im Netz vorhandene Flexibilität darstellen würde und damit den größten Beitrag zur Erreichung eines MicroGrids leisten könnte. Damit ist, in Anlehnung an die Überlegungen für die Bewirtschaftung des Speichers, für einen wirtschaftlichen Betrieb des MicroGrids, die Nutzung der Flexibilitäten im System zur Vergleichmäßigung des Lastverlauf sowie die damit in Verbindung stehende zusätzliche Integration lokal erzeugter erneuerbarer Energie ausschlaggebend. Um aus diesen primären Effekten einen wirtschaftlichen Vorteil zu generieren, werden diese Flexibilitäten genutzt, um eine Verlagerung von Peak-Strombezügen zu Offpeak-Strombezügen zu gewährleisten. Durch den Preisunterschied dieser beiden Bezüge an der Strombörse ließen sich die gesamten Strombezugskosten reduzieren.

Um in weiterer Folge einen wirtschaftlichen Betrieb des MicroGrid Controllers und damit des gesamten Micro Grids zu gewährleisten, sind die folgenden Punkte ausschlaggebend:

- Jede Maßnahme sollte vor Aktivierung von Flexibilitäten für sich selbst wirtschaftlich sein:

D.h. eine Quersubventionierung von einer Flexibilitätsmaßnahme zu einer anderen Maßnahme ist nicht sinnvoll. Dies kann am Beispiel des Speichers einfach demonstriert werden, die neue Implementierung eines Speichersystems zur Ermöglichung eines MicroGrids ist nur dann sinnvoll, wenn der Speicher für sich wirtschaftlich arbeitet. Stellt sich eine der Maßnahmen als nicht wirtschaftlich heraus, sollte sie für die Implementierung eines MicroGrids nur dann berücksichtigt werden, wenn die durch die Implementierung resultierenden positiven Effekte die Unwirtschaftlichkeit aufwiegen. Dieser Punkt ist vor allem für Maßnahmen mit einem hohen Einfluss im System und hohen Kosten ausschlaggebend. Erst durch die optimale wirtschaftlich abgesicherte Nutzung einzelner Maßnahmen im MicroGrid ist ein wirtschaftlicher Betrieb sichergestellt.

- Das Geschäftsmodell der einzelnen Flexibilitäten muss nicht mit dem des MicroGrids übereinstimmen:

Wie am Beispiel des GreenWay Batteriewechselsystems gezeigt, muss das Geschäftsmodell der einzelnen zur Gesamtflexibilität beitragenden Komponenten nicht zwingend mit dem des MicroGrids übereinstimmen. Wichtig ist nur, dass für das MicroGrid Flexibilitäten beigetragen werden.

- Der Aufwand für Messung und Regelung muss minimiert werden:

Abgesehen von der Tatsache, dass die einzelnen im System genutzten Flexibilitäten für sich wirtschaftlich sein sollten, ist es zwingend notwendig, den Mess- und Regelaufwand, der für den Betrieb des MicroGrids notwendig ist, auf ein Minimum zu reduzieren. Dadurch wird der Aufwand für die Messung und Regelung selbst, aber auch in weiterer Folge der Aufwand für die Datenmanagementsysteme reduziert. Es muss daher im Vorfeld erarbeitet werden, an welchen Stellen im Netz eine Messung sinnvoll und notwendig ist, und welche Teile des Systems einen ausreichend großen Hebel aufweisen, um eine Regelung zu rechtfertigen.

- Preisdifferenz zwischen Peak- und Offpeak and der Strombörse:

Die Wirtschaftlichkeit des MicroGrid Controllers ist maßgeblich vom Unterschied zwischen den Peak- und Offpeak-Preisen des Strombezugs abhängig. Desto höher die hier vorhandene Spreizung ist, desto wirtschaftlicher kann das gesamte System betrieben werden. Eine Beobachtung der Entwicklung des Peak-Offpeak-Spreads ist daher empfehlenswert um nach einer Umsetzung auch für die Zukunft einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren.

- Ermittlung der optimalen Bezugsvergleichmäßigung:

Die Untersuchungen anhand des Speichers haben für das MicroGrid Güssing gezeigt, dass eine Maximierung der Bezugsvergleichmäßigung, darunter ist die Vergleichmäßigung des resultierenden Stromverbrauchs des Systems durch Verwendung aller vorhandenen Flexibilitäten zu verstehen, nicht zwingend die wirtschaftlichste Variante ist. Es muss stets die Abwägung zwischen Kosten und Nutzen durchgeführt werden.

- Nutzung und Bewertung sekundärer Effekte:

Die Einsparungen durch den günstigeren Strombezug stellen lediglich einen Teilaspekt der gesamten Wirtschaftlichkeit dar. Als zusätzliche wirtschaftliche Vorteile durch die Nutzung des MicroGrid Controllers, können sekundäre Effekte in Kraft treten. Zu diesen sekundären Effekten lassen sich die Entlastung des Netzes, die Reduktion der Spitzenlast, die Bindung von Kunden durch die erhöhte lokal genutzte erneuerbare Energie zählen. Für diese Effekte ist es in der aktuellen Situation schwierig eine monetäre Bewertung durchzuführen, da das System auch ohne die Nutzung eines MicroGrids funktionstüchtig ist. In Blick auf die Zukunft, kann durch den Betrieb des MicroGrids eine grenzwertige Situation (z.B. Ausbau von Leitungskapazitäten) vermieden und dadurch zusätzliche Kosten eingespart werden.

Die Umsetzung eines MicroGrids in Güssing stellt neben technischen auch große finanzielle Herausforderung dar. Dieser Aufwand wird aber auch durch unterschiedliche positive Effekte belohnt. Diese, durch die Aktivierung von Flexibilitäten ermöglichten, positiven Effekte lassen sich zusammenfassen in: Reduktion der Spitzenlastbezüge im MicroGrid, Reduktion der erneuerbaren Überschusserzeugung und damit Erhöhung des Eigenverbrauchs erneuerbarer Erzeugung und teilweise in Entlastung des Netzes durch Reduktion der Knotenspannungen und maximalen Leitungsbelastungen. Dabei ist es jedoch wichtig, dass für die Umsetzung eine Wirtschaftlichkeit des Systems gegeben ist.

Die aktuellen Untersuchungen haben gezeigt, dass dieser Fall nicht immer eintritt. Im Bereich der Lastverschiebungen hat sich ergeben, dass kleine Verbraucher in Haushalten zwar positive Effekte auf das MicroGrid haben, aber nicht wirtschaftlich sind. Es wäre daher sinnvoll, eine detaillierte Analyse großer Verbraucher, die sich für Lastverschiebungen bereit erklären würden, durchzuführen.

Die Analyse der Netzbereiche hat gezeigt, dass im gesamten MicroGrid Güssing die Haushalte lediglich einen Anteil von 20 % am Gesamtenergieverbrauch, bei gleichzeitig auftretender hoher Kundenzahl, haben. Während Großkunden, die über einen Lastprofilzähler abgerechnet werden für etwa 60 % des Stromverbrauchs verantwortlich sind und dabei nur eine geringe Anzahl aufweisen. Durch die hohe Anzahl an Haushaltskunden und den geringen resultierenden Gesamteffekt, ist hier ein schlechtes Verhältnis von Aufwand zu Nutzen gegeben. Dass sich durch Lastverschiebungsmaßnahmen positive Effekte auf das MicroGrid ableiten ließen, hat sich grundsätzlich anhand der Haushalte gezeigt, obgleich diese, wie bereits erwähnt, eher gering ausfallen. Eine Verstärkung der positiven Effekte könnte durch eine Adressierung der bereits erwähnten Großkunden erfolgen. Dabei ist jedoch auf die physikalischen Auswirkungen im Stromnetz zu achten. Anhand der Netzberechnungen hat sich gezeigt, dass sich durch die Lastverschiebungen Erhöhungen der maximalen Leitungsbelastungen ergeben können. Diese Auswirkungen lassen aber darauf schließen, dass Lastverschiebungsmaßnahmen auch gezielt zur Netzentlastung eingesetzt werden könnten. Wenn zukünftig das Stromnetz stärker belastet werden sollte, kann eine Änderung der Einsatzstrategie der Lastverschiebungsmaßnahmen damit einen zusätzlichen positiven Effekt mit sich bringen.

Der Einsatz von Speichern führt zu durchwegs positiven Effekten im MicroGrid. Wird dieser richtig positioniert, kann ein residuallast-gesteuerter Einsatz zu allen der oben angeführten positiven Effekten führen. Generell haben die Untersuchungen jedoch gezeigt, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers, alternative Einnahmequellen zum Energiemarkt notwendig sind. Durch die Analyse des GreenWay-Speichersystem wird klar, dass ein Speicher dessen Wirtschaftlichkeit über eine andere Aufgabe (Bereitstellung von Batterien für E-Mobilität) gegeben ist, seine verfügbare Flexibilität nutzen kann, um zusätzliche positive Effekte im MicroGrid zu ermöglichen. Es ist daher zu empfehlen im MicroGrid Güssing Speichersysteme zu verwenden, die neben ihrer eigentlichen Hauptaufgabe noch über weitere Flexibilität verfügen, welche dann gezielt genutzt werden kann. Der tatsächliche Einsatz dieser Speichertechnologien kann dann aufgrund von gegebenen Notwendigkeiten (Netzentlastung, Maximierung des Gewinns, Maximierung des Eigenverbrauchs erneuerbarer Energie) erfolgen.

Da die Kosten für die Umsetzung und Implementierung der Flexibilitäten ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz ist, sollte eine Variante mit möglichst geringem finanziellen Aufwand für Messung und Regelung gewählt werden. Da der Einsatz der Flexibilitäten auf Basis der Residuallast aus gesamter Erzeugung und gesamtem Verbrauch erfolgt, wäre es ausreichend, die entsprechenden Größen an zentralen Stellen zu messen, was den Aufwand reduziert. Da hier mit einem zentralen Speicher gerechnet wurde, wäre der Regelaufwand entsprechend gering. Anders verhält sich die Lage bei der Nutzung von Lastverschiebungsmaßnahmen mit Haushalten, da hier der Mess- und Regelaufwand gemäß der Anzahl der Kunden entsprechend hoch wäre. Was wiederum für die Adressierung der Großkunden spräche.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass nun aus dem Vergleich der im Projekt definierten Ziele mit den erreichten Projektergebnissen ein hoher Zielerreichungsgrad erkannt werden kann. In den generierten Ergebnissen lassen sich die Ziele des Projekts weitestgehend widerspiegeln. Als erzielte Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Projekt, lassen sich die Erhebung der Potentiale an Strombereitstellung, Speichermöglichkeiten, Demand Side Management, als auch die Entwicklung verschiedener fürs MicroGrid relevanter Lösungsansätze für deren Umsetzung erkennen.



Es wurde somit die Überprüfung der Machbarkeit eines MicroGrids in einer abgegrenzten Projektregion durchgeführt und davon abgeleitet wurden die ökonomischen, technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen analysiert. In einem ersten Schritt wurden sämtliche Informationen und Daten zu den Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Komponenten, etc. im betrachteten Netzgebiet eingeholt, entsprechend aufbereitet und analysiert. Dies war notwendig um einen Überblick für die Konzeptionierung eines MicroGrids zu erhalten und davon abgeleitet die Implementierung eines regionalen Speichers zur Lastverschiebung und Netzstabilisierung untersuchen zu können. Darüber hinaus wurde die Implementierung eines Microgridcontrollers und dessen Wirkungsweise im Netz betrachtet. Sämtliche Analysen im Projekt wurden zu einer potentiellen Anwendung im Gesamtsystem zusammengefasst, was sich als Geschäftsmodell für die Projektregion darstellen lässt. Im groben Überblick kann nun erkannt werden, dass die generierten Ergebnisse, mit den geplanten Zielen übereinstimmen und diese weitestgehend erreicht wurden.

Nennenswerte Probleme in der Zielerreichung sind nicht aufgetreten, es ergaben sich lediglich aus der Kombination von theoretischen Netzbetrachtungen, Simulationen, etc. mit der Implementierung des Testbetriebs zur Datenaufzeichnung mittels Smart Meter unterschiedliche Verzögerungen, da diverse Berechnungen mit den real aufgezeichneten Daten abgestimmt werden mussten. In bestimmten Bereichen gab es auch Unterschiede in der Qualität und dem Informationsgehalt der Daten, sodass oft auch Annahmen getroffen werden mussten.

Als Highlight in der Umsetzung kann dargestellt werden, dass das implementierte Testgebiet zur Datenerfassung, Auswertung, Monitoring, etc. mittels Smart Meter im MicroGrid Güssing das einzige Gebiet im gesamten Bezirk ist, welches bereits Smart Meter testet und in diesem Bereich auch gezielte Aufklärungsarbeit und Informationsvermittlung gestartet hat.

## **B.6 Erreichung der Programmziele**

Das Projekt hat die Zusammenführung von verfügbaren innovativen, technisch ausgereiften Lösungen für die anstehenden langfristig angelegten Investitionen in intelligente Energienetze verfolgt, da auf Basis verfügbarer Technologien eine Lösung für ein dezentrales Microgrid erarbeitet wurde. Besonders berücksichtigt wurden dabei:

- Neuste Kommunikationstechnologien zur Realisierung von MicroGrids;
- Verfahren, Werkzeuge und Basistechnologien für innovative „Micro Grid“-Architekturen, die zukünftige Energiesysteme mit hoher Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz ermöglichen
- Systeme die eine optimierte automatisierte dezentrale Netzleittechnik unter Berücksichtigung der Netzintegration von dezentralen Erzeugern, Speichern und Elektrofahrzeugen (Sensorik zur Erfassung der Netzzustände) ermöglichen;
- Weiterentwicklung von Analysemethoden bei gleichzeitiger Simulation für Design, Implementierung und Validierung von Microgrid-Systemen;
- Umsetzung von microgrid-relevanten Funktionalitäten bei der datentechnischen Anbindung von Kunden (z.B. „Smart Metering“) im Betrieb von Energiesystemen;

Das vorliegende Projekt liefert einen substantziellen Beitrag zu den Programmzielen des Klima- und Energiefonds, da der Einsatz innovativer Technologieentwicklungen im urbanen Raum modellhaft untersucht, beobachtet, weiter entwickelt und anhand von Zielindikatoren evaluiert wurde, um für die bedeutenden gesellschaftlichen Herausforderungen im Smart City-Kontext gerüstet zu sein und für die Umsetzung im Netz Güssing und auch andere städtischen Gebiete wichtige Erfahrungen zu sammeln. Es wurden unterschiedliche Ansätze für innovative Systemlösungen konzipiert und entwickelt und soll auch im Rahmen von Folgeprojekten demonstriert werden.

Zusätzlich wurde untersucht wie durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien die Interaktion zwischen und die Vernetzung von einzelnen Komponenten, Lösungen und Technologien etc. zu einem smarten Gesamtsystem erfolgen kann. Durch die untersuchten Lösungsansätze soll eine bessere Integration der erneuerbaren Erzeuger ermöglicht werden und Verluste in der Energieübertragung und auch der Teillastbereich der vorhandenen Kraftwerke vermindert werden.

Durch die intelligente Systemverknüpfung kann der geforderte strukturelle, organisatorische, technische, prozessseitige, methodische etc. Mehrwert generiert werden. MicroGrid Güssing trägt zur Erhöhung der Leistbarkeit von nachhaltiger Energie bei, da durch den Einsatz innovativer Energiemanagementtechnologien gegenüber Einzellösungen deren Ertrag gesteigert bzw. die Verluste verringert werden können. Zusätzlich können die untersuchten Technologien auch zum Aufschub von Investitionen ins Netz führen und dadurch einen entsprechenden Kostenvorteil für die Netzbetreiber bewirken.

### **B.6.1 Einbeziehung von Zielgruppen**

Mit den Projektergebnissen konnte ein MicroGrid System für Verteilnetzabschnitte mit einer Vielzahl an Kunden entwickelt werden, um entsprechende Beiträge zur Effizienzsteigerung bestehender Systeme und Erhöhung der Integration Erneuerbarer liefern zu können.

Die Alleinstellungsmerkmale des vorliegenden Projekts sind einerseits die gesamtheitliche Betrachtung von Verteilnetzabschnitten im Sinne eines zusammenhängenden MicroGrids und andererseits der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechniken zur Ermöglichung eines Smart Grids in diesem Bereich.

Grundsätzlich gibt es für die Projektergebnisse verschiedene Zielgruppen bzw. KundInnen:

KundInnen, die neue Installationen, einen Tausch des alten Systems, eine Erweiterung des bestehenden Systems oder eine Optimierung des vorhandenen Netzes benötigen.

Nachfolgende Aufzählung gibt einen Überblick über mögliche Kundengruppen:

- Betreiber von kleinen und mittleren Verteilnetzen bzw. ähnlich strukturierten Netzteilabschnitten
- Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren
- Betreiber von Anlagen, die als Schaltbare Lasten geeignet sind



- Anbieter von Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren
- Anbieter von Verteilernetzkomponenten und Regelsystemen
- Anbieter von Heimautomatisierungssystemen und industriellen Automatisierungssystemen
- Ingenieurbüros und Consultants im Energiesektor
- Industrie- und Gewerbebetriebe mit entsprechend hohem Energiebedarf, die entsprechende Schnittstellen zur Energieüberwachung benötigen
- End- und HaushaltskundInnen

Wirtschaftliche und sonstige Vorteile für die KundInnen: für die KundInnen ergeben sich die folgenden Vorteile, wenn das Microgridssystem umgesetzt werden kann:

- Mehr Flexibilität, da zusätzliche Stromquellen, Netzkomponenten und Konsumentengruppen implementiert werden können
- Möglichkeit zur Wartung, Regelung und Optimierung des Gesamtsystems unabhängig von den verschiedenen Stromquellen, Speichern und Verbrauchern
- Mehr Energie- und Kosteneffizienz
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von nachhaltigen Energie- und smarten Begleittechnologien
- Höhere Netzauslastung trotz geringer Netzinvestitionen / -ausbaumaßnahmen
- Höhere Versorgungsqualität & -sicherheit trotz tlw. fluktuierender Energieproduktion
- Vielfach mögliche Multiplikation der Ergebnisse in andere Anwendungsbereiche

### **B.6.2 Umsetzungs-Potenziale für die Projektergebnisse**

Für ein großes Marktpotenzial der Ergebnisse aus dem Projekt MicroGrid Güssing sprechen:

- Das Projekt hat internationale Relevanz, welcher durch die international agierenden Partner auch kurzfristig adressiert werden kann
- Die maßgeschneiderte Konzeption regionale Verteilnetzabschnitte ist entsprechend der gewählten Region für einen Großteil der österreichischen Städte und deren Umfeld direkt relevant (118 österreichische Städte verfügen zwischen 3.000 und 12.000 EinwohnerInnen<sup>21</sup>).
- Zunehmende Urbanisierungsgrad und der leichte Ergebnistransfer in größere Städte
- Die **MicroGrid**-Funktionalität ist wesentlicher Bestandteil einer jeden Smart Grids-Infrastruktur.
- **MicroGrid Güssing** unterstützt direkt die Energie- und Klimaziele (für AT & EU).

**Gesamtmarkt in Österreich, im näheren Ausland und weltweit:** Für die Gesamtmarkt-Abschätzung wird beispielhaft der Smart Grids-Bereich herangezogen. In Abbildung 4.1 erfolgt eine Darstellung des jährlichen Marktpotenzials von relevanten Technologien (IKT bzw. Kontroll-Systeme, Gebäudeautomatisation).

<sup>21</sup> Statistik Austria (2012): <http://www.statistik.at/> (abgerufen am 25.06.2012 um 7:45)

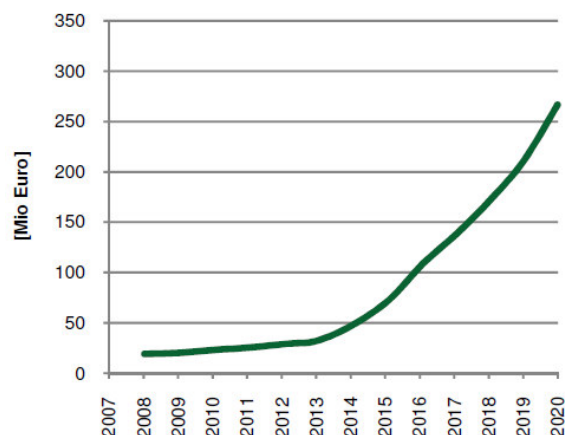


Abbildung 3 Jährliches Marktpotenzial für Smart Grids-fähige Kontroll-Systeme bis 2020 in Österreich<sup>22</sup>

Die Smart Grids European Technology Platform<sup>23</sup> schätzt, dass bis 2030 weltweit ca. 16.000 Mrd. USD im Stromsektor notwendig sind (in Österreich mehrere Mrd.) um eine Smart Grids zu installieren.

Daher hat die österreichische Smart Grids Plattform eine Roadmap zur Implementierung entwickelt<sup>24</sup> sowie das Wirtschafts- und Lebensministerium die Smart Grids-Implementierung als einen Schlüsselaspekt der Österreichischen Energiestrategie definiert<sup>25</sup>.

## B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Die Ergebnisse aus dem vorliegenden Projekt zeigten, dass die Umsetzung eines MicroGrids in Güssing eine große technische als auch finanzielle Herausforderung darstellt. Jedoch würde dies auch durch unterschiedliche positive Effekte belohnt werden. Diese, durch die Aktivierung von Flexibilitäten ermöglichten, positiven Effekte lassen sich einerseits durch die Reduktion der Spitzenlastbezüge im MicroGrid, die Reduktion der erneuerbaren Überschusserzeugung und damit Erhöhung des Eigenverbrauchs erneuerbarer Erzeugung sowie durch teilweise Entlastung des Netzes durch Reduktion der Knotenspannungen und maximalen Leitungsbelastungen darstellen. Dabei wird es jedoch als wichtig erachtet, dass für die Umsetzung eine Wirtschaftlichkeit des Systems gegeben ist, wobei die Untersuchungen gezeigt haben, dass dies nicht immer der Fall ist.

Die Analyse der Netzbereiche in Güssing hat gezeigt, dass der Gesamtstromverbrauch zu mehr als der Hälfte durch Großkunden zustande kommt und hier auch eine Verstärkung der positiven Effekte durch die Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen erzielt werden könnten.

<sup>22</sup> trend:research (2008): Potenzialstudie Smart Grids – Intelligente Netze für eine sichere Stromversorgung, Anforderungen, Technologien, Marktpotentiale in Deutschland

<sup>23</sup> Smart Grids European Technology Platform (2012): Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future, <http://www.smartgrids.eu/> (abgerufen am 25.06.2012 um 7:55)

<sup>24</sup> Austrian Smart Grids Platform (2010): Roadmap Smart Grids Austria

<sup>25</sup> Federal Ministries of "Economy, Family and Youth" as well as of "Agriculture, Forestry, Environment and Water Management" (2010): Austrian Energy Strategie, <http://www.energiestrategie.at/> (2011-09-11, 17:56)

Auch bei Haushaltskunden im Netz Güssing können sich positive Effekte durch Lastverschiebungen ergeben, jedoch ist durch den geringen resultierenden Gesamteffekt ein schlechtes Verhältnis von Nutzen zu Aufwand gegeben. Die Betrachtungen im Hinblick auf Lastverschiebungspotentiale im Netz haben ergeben, dass Lastverschiebungsmaßnahmen gezielt zur Netzentlastung eingesetzt werden könnten und durch Änderung deren Einsatzstrategie zusätzliche positive Effekte mit sich bringen.

Die Analyse hinsichtlich der Integration von Speichern hat gezeigt, dass wenn diese im Netz richtig positioniert werden, ein residuallast-gesteuerter Einsatz zu entsprechend positiven Effekten führen kann. Die Untersuchungen haben jedoch ergeben, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers, alternative Einnahmequellen zum Energiemarkt notwendig sind. Es ist daher sinnvoll den Speichern eine andere Hauptaufgabe zuteilwerden zu lassen und die zusätzlich vorhandenen Flexibilitäten für bspw. ein MicroGrid zu nutzen.

Hinsichtlich der Erfahrungen mit den Kunden in der Smart Meter Implementierung kann gesagt werden, dass sich deutliche Unterschiede zwischen gewerblichen und privaten Kunden erkennen ließen. Wo gewerbliche Kunden von Beginn an wenig Skepsis hinsichtlich Datenschutz hatten und auch großes Interesse an dem Zugang zum Webportal und der Evaluierung der Lastprofile zeigten, konnte eine deutliche Skepsis bei Privatkunden im Hinblick auf Datenschutz erkannt werden.

Da die Kosten für die Umsetzung und Implementierung der Flexibilitäten ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz ist, sollte eine Variante mit möglichst geringem finanziellen Aufwand für Messung und Regelung gewählt werden.

In Richtung Flexibilitäten wurde auch der Einsatz eines MicroGrid Controllers im Netz von Güssing näher betrachtet, wobei der Vorteil darin liegt, dass die Flexibilitäten des Netzes, wie beispielsweise die variablen Lasten und Speicher, so eingesetzt werden, dass daraus ein Nutzen für das MicroGrid entsteht.

Als wichtiges Ergebnis aus dem Projekt lässt sich zusätzlich darstellen, dass im MicroGrid Güssing in einem ausgewählten Netzbereich ein innovatives Datenerfassungssystem installiert und in Betrieb genommen wurde. Es wurden nach unterschiedlichen Analysen und Vorbereitungsarbeiten (auch Öffentlichkeitsarbeit) Smart Meter bei entsprechenden Erzeugungsanlagen und Verbrauchern installiert um auch reale Daten erfassen und die Berechnungen entsprechend adaptieren zu können. Die Erfassung und Übermittlung von Messdaten ist die Grundlage für die Erstellung von Szenarien, Prognosen, etc. Somit wurde ein reales Testgebiet zur Datenerfassung im MicroGrid eingerichtet und der Testbetrieb aufgenommen. Zeitgleich erfolgte auch die Inbetriebnahme eines laufenden Monitorings.

Für das Projektteam lassen sich anhand der Untersuchungen Rückschlüsse darauf zielen, welche Maßnahmen für die Implementierung in einem MicroGrid zulässig sind. Außerdem wurde durch die Erstellung und Verwendung der im Projekt zum Zug gekommenen Werkzeuge ein Gefühl für die Auswirkungen und Effekte der einzelnen Maßnahmen auf die Netzstruktur in Güssing vermittelt.

Die Analyse des Netzes, der Erzeuger und Verbraucher brachte den Projektmitgliedern einen tiefen Einblick in die Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur des MicroGrids. Auf Basis dieser Informationen können weiterführende Untersuchungen durchgeführt werden.

Die Erkenntnis, dass das Stromnetz in der derzeitigen Situation trotz eines hohen Anteils erneuerbarer Erzeugung im Rahmen der technischen und gesetzlichen Grenzen betrieben wird, ist von Nutzen für alle beteiligten Projektmitglieder, da dies den Spielraum für die Integration weiterer erneuerbarer Erzeuger eröffnet.

Im Umgang mit zentralen Speichern haben die Untersuchungen für die Projektmitglieder insofern einen hohen Wert, da sie (1) erstmals die Auswirkungen von Speichern auf eine Verteilnetzstruktur demonstrieren und dabei die netzstützende Funktion des Speichers unterstreichen obwohl dieser nicht primär zur Netzstützung betrieben wurde, sowie (2) da sie aufzeigen, dass die Wirtschaftlichkeit eines zentral positionierten Speichers, der seine Investitionskosten am Energiemarkt erwirtschaften muss, nicht gegeben ist. Diese Ergebnisse ermöglichen es den Projektmitgliedern in zukünftigen Projekten bei der Dimensionierung, Lokalisierung sowie der Planung der Einsatzstrategie gezielter und effizienter vorzugehen.

Die Analyse der Lastverschiebungspotentiale von Haushaltskunden sowie deren resultierender Auswirkungen zeigte die hohe Diskrepanz zwischen Aufwand und Effekt. Diese Erkenntnis ist für die Projektmitglieder insofern von Bedeutung, als dass diese Methodik in zukünftigen Projekten entsprechend adaptiert oder gänzlich weggelassen werden kann. Durch die Ergebnisse wird es den Projektmitgliedern ermöglicht einfach einzustufen, ob Lastverschiebungsmaßnahmen als sinnvoll zu bewerten sind.

### **B.7.1 Weiterführende Arbeiten des Projektteams mit den erarbeiteten Ergebnissen**

Gerade im Bereich der Ergebnisse durch den Speichereinsatz lassen sich zukünftige Projektideen ableiten. Die Ergebnisse haben aufgezeigt, dass ein Speicher sich über eine Hauptaufgabe finanzieren muss und die Aktivierung als Flexibilitätsmaßnahme nur als Zusatzaufgabe zu behandeln ist. Diese Erkenntnis ermöglicht es nach neuen Projektpartnern, die eben ein solches Speicherkonzept verfolgen, Ausschau zu halten und die Auswirkungen und Effekte der besagten Zusatzaufgabe zu untersuchen.

## **B.8 Ausblick und Empfehlungen**

Die Analyse des Netzes in Güssing hat gezeigt, dass es aktuell im Rahmen der gesetzlich erlaubten Grenzen betrieben wird und es auch aufgrund der Vielzahl an erneuerbaren Einspeiser zu keinen Verletzungen von Grenzwerten für Spannungen oder Netzelementauslastungen kommt. Aus den Betrachtungen können zwei Kernaussagen abgeleitet werden und zwar einerseits, dass derzeit kein unmittelbarer Bedarf des Speichereinsatzes besteht, um das Netz in den gesetzlich erlaubten Grenzen zu betreiben und dass es eine Separation von Erzeugung im Süden und Last mehr im Norden gibt. Betrachtet man einen kontinuierlichen Ausbau an regenerativen Energieerzeugern wird eine Anpassung des Netzes notwendig werden sowie der gezielte Einsatz von unterschiedlichen Speichern, welche zusätzlich durch innovative MicroGrid Kontrolleinrichtungen entsprechend gesteuert werden.

Beim weiteren Ausbau an regenerativen Energieerzeugern im Netz Güssing, wird künftig eine Anpassung des Netzes notwendig werden, wobei hierbei als wichtig erachtet wird, dass entsprechend lernende Systeme und Kontrolleinrichtungen implementiert werden.

Dabei werden vor allem zwei Dinge zu beachten sein und zwar, wie entwickeln sich die Lasten im zeitlichen Sinn und zu welchen Zeiten ist die Erzeugung verfügbar. Hierbei wird es notwendig sein, unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten von Speichern, MicroGrid Controllern, regelbaren Ortsnetztransformatoren in dynamischen Netzmodellen zu untersuchen.

Die Implementierung eines MicroGrid Controllers bedarf der Installation von Mess- und Leittechnik, es ist dabei jedoch darauf zu achten, dass diese in einem sinnvollen Ausmaß Verwendung finden. Die im Projekt durchgeführten Simulationen haben gezeigt, dass eine messtechnische Erfassung aller einzelnen im MicroGrid vorhandenen Verbraucher nicht sinnvoll ist. Diese Erkenntnis lässt sich ableiten, da die Nutzung der Flexibilitäten einzelner Endkunden (beschränkt auf die im Projekt untersuchten Verbraucher von HH-Kunden) keinen ausreichend hohen Hebel generieren. Daher ist eine Messung einzelner HH-Kunden mit Smart Metern für die Umsetzung des MicroGrids nicht zwingend notwendig. Es ist wesentlich zielführender, den Messaufwand insofern zu reduzieren, als dass man neuralgische Punkte des Netzes messtechnisch erfasst, um in weiterer Folge den Betrieb des MicroGrids daraus abzuleiten. Bei diesen neuralgischen Punkten handelt es sich um jene Punkte im Netz, die für die Erfassung der Residuallast, und damit für den Betrieb der Flexibilitäten im MicroGrid notwendig sind. D.h. je nachdem für welches Gebiet die Nutzung der Flexibilitäten angelegt wird, muss dieses Gebiet messtechnisch erfasst werden. Die Messung selbst kann aber im Netz des Verteilnetzbetreibers erfolgen und eine Gesamtmessung aller einzelnen im betreffenden Netzbereich vorhandenen Kunden und Erzeuger sein. Um eine einfache Umstellung des Betriebs des MicroGrids zu ermöglichen ist es außerdem sinnvoll, Netzbereiche, für deren Ausgleich die Nutzung der Flexibilitäten zu einem späteren Zeitpunkt angedacht ist, messtechnisch zu erfassen. Für eine Nutzung von Flexibilitäten großer Verbraucher ist es notwendig diese ebenso messtechnisch zu erfassen. Durch diese Maßnahmen ist ein sinnvoller und kosteneffizienter Weg für die Erfassung der messtechnischen Daten eingeschlagen.

Für Kunden, die über eine mess- und leittechnische Anbindung in Frage kommen ist es notwendig und zielführend, den tatsächlichen Aufwand für eine Umsetzung auf das absolute Minimum zu reduzieren. Den Kunden sind die Vorteile durch den MicroGrid Verbund und Betrieb einfach und klar vor Augen zu führen.

Für die zukünftige Wirtschaftlichkeit des MicroGrids Güssing ist es wichtig die Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Dabei ist es notwendig zu gewährleisten, dass alle genutzten Flexibilitäten hinsichtlich der eigenen Wirtschaftlichkeit einen positiven Beitrag zur Gesamtwirtschaftlichkeit leisten. Erst dann ist ein wirtschaftlicher Betrieb des MicroGrids zu realisieren. Dabei ist es nicht zwingend notwendig, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Einzelkomponenten aus demselben Geschäftsmodell wie die Wirtschaftlichkeit des gesamten MicroGrids ableitet. Zukünftig ist vor allem darauf zu achten, dass ein gewisser Spread zwischen den Preisen für Strombezüge zwischen Peak- und Offpeak an der Börse vorhanden ist, sollte dieser nicht mehr gegeben sein, ist die Wirtschaftlichkeit des MicroGrids neu zu überdenken und eventuell neue Geschäftsmodelle auf Basis sekundärer Effekte zu entwickeln. Aus Sicht der Wirtschaftlichkeit ist, in Übereinstimmung mit den bereits gewonnen Erkenntnissen für die Messtechnik, eine Beschränkung auf die minimal notwendige Ausführung von Vorteil, da dadurch die Kosten für Mess- und Leittechnik sowie für das Datenmanagement möglichst gering gehalten werden können.

Für den Einsatz von Speichern lässt sich die Empfehlung ableiten, dass für die Abdeckung der Investitionskosten möglichst auf innovative nicht vom Energiemarkt abhängige Möglichkeiten zurückgreifen sollten. Dabei sollten jedoch nach wie vor Potentiale für die Möglichkeit des Einsatzes als Flexibilität im Netz bereitgehalten werden. Dadurch ließen sich bei einer Abdeckung der Investitionskosten zusätzliche positive Effekte erreichen.

Für die Anwendung von Lastverschiebungen in einem MicroGrid ist es empfehlenswert in erster Linie Kunden zu betrachten, die bei einer geringen Anzahl für einen großen Anteil des Verbrauchs verantwortlich sind. Dabei handelt es sich in den meisten Fällen um industrielle oder gewerbliche Kunden. Diese sollten im Detail hinsichtlich ihres Lastverschiebungspotentials und des resultierenden Aufwands untersucht werden. Eine Betrachtung von Haushalten bzw. von Kühlgeräten ist nicht wirtschaftlich, da die Kosten den resultierenden Nutzen bei Weitem übersteigen.

## C. Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Studie, September 2014

Bundesverband Solarwirtschaft e.v. et. al (2014): Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher, Stand: Version 1.0, Ausgabe: 11/2014, erstellt von Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) sowie StoREgio Energiespeichersysteme e.V.. Die Erstellung erfolgte unter fachlicher Begleitung durch TÜV Rheinland, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., CETECOM ICT Services GmbH, Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie

Caterva GmbH (2015): Geschäftsmodell für Versorger: Mit PV-Stromspeichern von Caterva von der Eigenstromerzeugung profitieren, PRESSEINFORMATION von Caterva auf der E-world energy & water in Essen, 10. bis 12.2.2015, Halle 4, Stand 4-237, Pullach 2015

Deutsche Energieversorgung GmbH (2014): Broschüre Economic Grid – Wir schenken Ihnen Strom, Stuttgart 2014

Eilenberger S.; Braun M. (2012): Herausforderungen und Lösungen für das Verteilnetz von morgen, Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Stuttgart 2012

Energiewende Landkreis Starnberg e.V. (2013): „Solarstrom-Speicher für Photovoltaik-Anlagen“ Ein Leitfaden für Anlagenbesitzer und Interessenten, Starnberg 2013

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2010): Produkt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030, Nr. 1 – 1. Auflage, Karlsruhe, Juni 2010

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (2013): PV-NETZINTEGRATION Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege, Auswertung im Projekt »Netzintegration von Photovoltaikanlagen« im Unterauftrag von Ecofys im Rahmen des Gesamtvorhabens vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Kassel 2013

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (2014): Zukunftsfeld Energiesystemtechnik, Kassel 2014

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, KASSEL; INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT, AACHEN; STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT, WÜRZBURG (2014): ROADMAP SPEICHER - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung, 2014

Fraunhofer UMSICHT (2014): TECHNO-ÖKONOMISCHE BEWERTUNG VON ANWENDUNGEN FÜR STROMSPEICHER, Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen 2014, [www.umsicht.fraunhofer.de](http://www.umsicht.fraunhofer.de)

KIT-Campus Nord (2014): Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Zwischenbericht anlässlich des Statuskolloquiums Umweltforschung Baden-Württemberg 2014, Programm Lebensgrundlage Umwelt und Ihre Sicherung (BWPLUS), 2014

Netz Oberösterreich GmbH (2013): Smart Grids im Praxistest Erkenntnisse eines Netzbetreibers): Integration Photovoltaik, Autor Dr. Walter Tenschert, Linz 2013

Österreichs Energie (2014): Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz, EP Photovoltaik des AK Verteilernetze, 2014-V1.2



Transferstelle für Rationelle und Regenerative Energienutzung Bingen (2013): VIRTUELLES KRAFTWERK MADE IN RHEINLAND-PFALZ – EIN ENERGIE-SPEICHER?, Autor Prof. Dr. Ralf Simon Transferstelle Bingen 2014, [www.tsb-energie.de](http://www.tsb-energie.de)

Zentrum für Energieforschung Stuttgart (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) 2012



## IMPRESSUM

### **Verfasser**

Europäisches Zentrum für Erneuerbare  
Energie Güssing GmbH  
Ing. Joachim Hacker  
Europastraße 1, 7540 Güssing  
Telefon: +43 3322 9010 850 0  
E-Mail: j.hacker@eee-info.net

### **Projekt- und Kooperationspartner**

Energie Güssing GmbH (Burgenland)  
General Electric Austria GmbH (Wien)  
4ward Energy Research GmbH (Wien)  
Biogas Strem Errichtungs- und Betriebs  
GmbH & Co KG (Burgenland)

### **Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber**

Klima- und Energiefonds  
Gumpendorfer Straße 5/22  
1060 Wien  
E-Mail: office@klimafonds.gv.at  
Web: www.klimafonds.gv.at

### **Disclaimer**

Die Autoren tragen die alleinige  
Verantwortung für den Inhalt dieses  
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise  
die Meinung des Klima- und Energiefonds  
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch  
die Forschungsförderungsgesellschaft  
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier  
enthaltenen Informationen verantwortlich.

### **Gestaltung des Deckblattes**

ZS communication + art GmbH