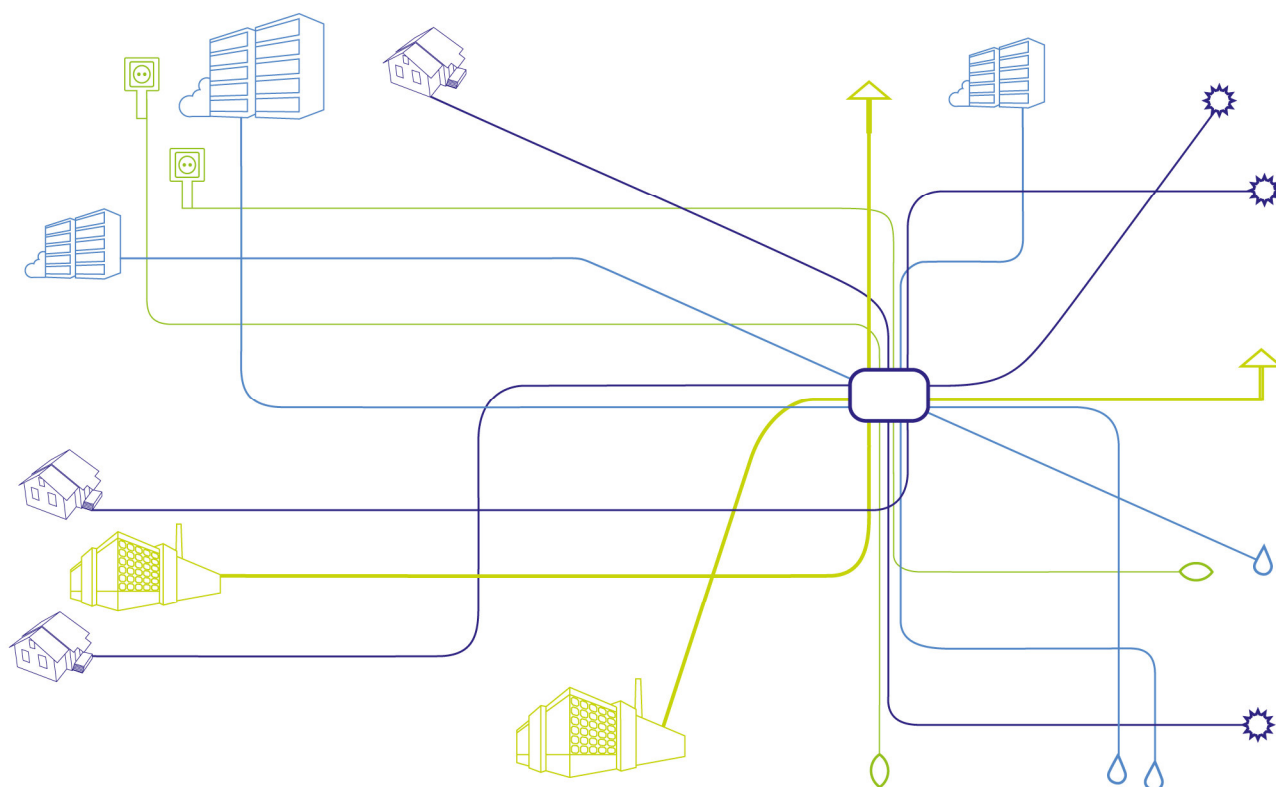




Smart Response

Demand Response for Austrian Smart Grids



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 Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
1.1	Ausgangspunkt	7
1.2	Schwerpunkte des Projektes	7
1.3	Einordnung in das Programm	8
1.4	Verwendete Methoden	9
1.4.1	Methode zur Szenarien-Definition und Vorauswahl	9
1.4.2	Methode der Ökobilanzierung	10
1.4.3	Methode zur sozialen Bewertung	11
1.4.4	Methode der ökonomische Bewertung	11
1.5	Aufbau der Arbeit	12
2	Inhaltliche Beschreibung der Arbeit	13
2.1	Ausarbeitung und Auswahl der Smart Response Szenarien	13
2.2	Technische Betrachtung	18
2.2.1	Building to Grid (B2G)	18
2.2.2	Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik (PV) Erzeugung (BwPV)	18
2.2.3	Micro Grid für Gemeinden (M2G)	19
2.2.4	Wiederverwendung von Elektroautobatterien (BattPark)	19
2.3	Ökologische Bewertung	20
2.3.1	Ziel und Umfang der Ökobilanzierung	20
2.3.2	Systemgrenzen	21
2.3.3	Datenqualität	22
2.3.4	Wirkungsabschätzung	23
2.4	Soziale Bewertung	27
2.4.1	Building to Grid (B2G)	29
2.4.2	Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik (PV) Erzeugung (BwPV)	30
2.4.3	Micro Grid für Gemeinden (M2G)	30
2.4.4	Wiederverwendung von Elektroautobatterien (BattPark)	31
2.5	Ökonomische Bewertung	32
2.5.1	Kostenschätzung	32

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

2.5.2	Eigenverbrauchsoptimierung (Beispiel für Szenario BwPV).....	33
2.5.3	Business Case (Beispiel Szenario Building2Grid).....	38
3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	40
3.1	Strategische Empfehlungen auf Basis der Szenarienbewertung	41
4	Ausblick und Empfehlungen	46
	Literaturverzeichnis	47
5	Kontaktdaten	49

1 Einleitung

1.1 Ausgangspunkt

Technologien für verbraucherseitiges Energiemanagement (auch Lastmanagement, Demand Side Management) werden als eines der Schlüsselinstrumente für intelligente Stromnetze der Zukunft angesehen. Jedoch sind Umsetzungen in diesem Bereich bisher selten bzw. gar nicht zu finden. Das Projekt führt eine kritische Untersuchung von verbrauchsorientierten Lösungen zum Energiemanagement durch. Untersucht wird, wie und in welcher Form verbraucherseitiges Energiemanagement zukünftiger Smart Grids einen optimalen Beitrag zur Energieeffizienz liefern kann. Es existiert noch keine systematische Herangehensweise, die eine Bewertung von Lastmanagement-Szenarien ermöglicht und erlaubt, potenziell für Österreich verwertbare, Umsetzungsszenarien zu identifizieren und zu beurteilen. Diese wird im vorliegenden Projekt entwickelt.

Durch die geschaffene Basis an Bewertungen und anhand der Beschreibungen von bereits existierenden und fehlenden Lastmanagement-Szenarien soll es möglich werden, zukünftige Forschungs- und Industrieprojekte, als auch politische Rahmenbedingungen in Österreich umzusetzen, die auch in einem Zeitrahmen von 10 Jahren erfolgversprechend sind. Fördergeber sollen anhand der beschriebenen Bewertungsmethode selbst die Möglichkeit bekommen Entscheidungen nachvollziehen und treffen zu können, um die Weiterentwicklungen gezielt und effektiv zu unterstützen.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Dieses Projekt analysiert das Problem fehlender Umsetzungen für verbraucherseitiges Energiemanagement in Österreich durch eine interdisziplinäre Betrachtung des Phänomens „Lastmanagement“ hinsichtlich technischer, sozialer, ökonomischer und ökologischer Aspekte. Darauf aufbauend werden Empfehlungen für zukünftige Rahmenbedingungen aus dieser Analyse formuliert, die darauf abzielen, dass Lastmanagement in zukünftigen intelligenten Stromnetzen effizient eingesetzt werden kann.

Das Projekt war folgendermaßen aufgebaut:

- **Arbeitspaket 1:**
In der ersten Phase des Projekts wurde zunächst eine größere Anzahl technisch möglicher Lastmanagement-Szenarien dargestellt. Darauf aufbauend wurden Szenarien mit hohem Potenzial ausgewählt und in größerer Detailgenauigkeit beschrieben. Diese Beschreibungen bildeten die Grundlage für umfangreiche Bewertungen die im Arbeitspaket 2 abgearbeitet wurden.
- **Arbeitspaket 2:**
In diesem Arbeitspaket wurden Detailanalysen hinsichtlich ökologischer, technischer, sozialer und ökonomischer Kriterien durchgeführt.
- **Arbeitspaket 3:**
Aufbauend auf den durchgeführten Analysen, Bewertungen und den Ergebnissen der Stakeholder- und ExpertInnenworkshops wurden Empfehlungen für Forschung, Umsetzung

und Rahmenbedingungen gegeben, die es ermöglichen sollen, in Österreich effizientes Lastmanagement in Smart Grids zu betreiben.

1.3 Einordnung in das Programm

Energiestrategische Ziele – Dieses Projekt trägt zur erhöhten nachhaltigen und umweltfreundlichen Nutzung der vorhandenen Stromversorgungspotentiale und Verteilungsnetze bei. Der interdisziplinäre Ansatz gewährleistet, dass die Lösungstechnologien, gesellschaftliche Anforderungen und ökologischen Vor- und Nachteile angemessen berücksichtigt werden.

In einem elektrischen Netz ermöglicht Demand Side Management eine Verschiebung von Lastspitzen zu Zeiten geringerer Nachfrage. Dies erleichtert die verbesserte und gezieltere Nutzung von effizienten und umweltfreundlichen kontinuierlich arbeitenden Energiequellen. Darüber hinaus unterstützt Demand Side Management die Integration von diskontinuierlichen Stromerzeugern wie Windparks.

Weniger Lastspitzen reduzieren die Nutzung von thermischen, d.h. in der Regel von fossilen betriebenen Kraftwerken, was automatisch zu einer Reduktion des Imports für diese Art der Energieträger führt. Spitzenlast Rückstellung wird in Grundlast Bereitstellung verschoben, was zu Effizienzsteigerungen und reduziertem Primärenergiebedarf führt.

Systembezogene Ziele – Wie bereits im Abschnitt energiestrategische Ziele angesprochen, ermöglicht die bessere Auslastung und Zeitplanung eine verbesserte, effizientere Nutzung der verfügbaren Ressourcen (Kraftwerke und Verteilungsnetze). Dies stellt die Möglichkeit einer Verlagerung von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien dar, ohne die Notwendigkeit von zusätzlichen Investitionen in neue Anlagen.

Ein Ziel des Projektes war die Generierung von gut übertragbaren Ergebnissen und Empfehlungen. Dies wurde gewährleistet durch die Erstellung von skalierbaren und erweiterbaren Szenarien, die als Basis für die Empfehlungen genutzt wurden. Diese Szenarien sind auch untereinander sinnvoll kombinierbar, wobei bei der detaillierten Betrachtung jedoch nur auf einzelne Szenarien eingegangen werden konnte.

Technologiestrategische Ziele - Dieses Projekt unterstützt eine wichtige technologische Entwicklung in Stromnetzen: Smarte Verbraucher als Schlüssel zur Steigerung der Energiemanagementeffizienz. Die im Projekt entwickelten Szenarien nutzen eine Vielzahl von technischen Lösungen, die unter verschiedenen Gesichtspunkten (ökonomisch, ökologisch, sozial) bewertet wurden und so die Basis für eine spätere Weiterentwicklung und den Sprung zur Großserientauglichkeit ermöglichen. Es ist auch besonders wichtig auch allgemeine Trends in der Energieversorgung und dem Energieverbrauch (z.B. die zu erwartende Elektrifizierung der Fahrzeugflotten im Laufe des nächsten Jahrzehnts), sowie andere dezentrale Ansätze in der Energiewirtschaft und ihre möglichen Auswirkungen auf Demand Side Management zu betrachten.

1.4 Verwendete Methoden

Es existiert noch keine systematische Herangehensweise, die eine Bewertung von Lastmanagement-Szenarios ermöglicht. Smart Response beschreibt eine mögliche Methode zur Definition plausibler Szenarien, der Definition und Klassifikation von Bewertungsparametern und einer Vorauswahl von Szenarien, die auf Grund ihres Potenzials das Stromnetz zu entlasten (Lastenverschiebungspotenzial) entsprechend hoch vorbewertet werden. Diese Szenarien werden Beispielhaft für Österreich durch eine interdisziplinäre Betrachtung des Phänomens Lastmanagement hinsichtlich technischer, sozialer, ökonomischer und ökologischer Aspekte analysiert. Ergebnisse dieser Betrachtungen sind neben Problemanalyse und Bewertung der Szenarios auch die daraus gewonnenen Empfehlungen an die interessierte Öffentlichkeit, politische Entscheidungsträger und die Forschung (siehe Abbildung 1).

In den nachstehenden Unterkapiteln werden die Szenarien-Definition und die drei Betrachtungsweisen methodisch näher beschrieben.

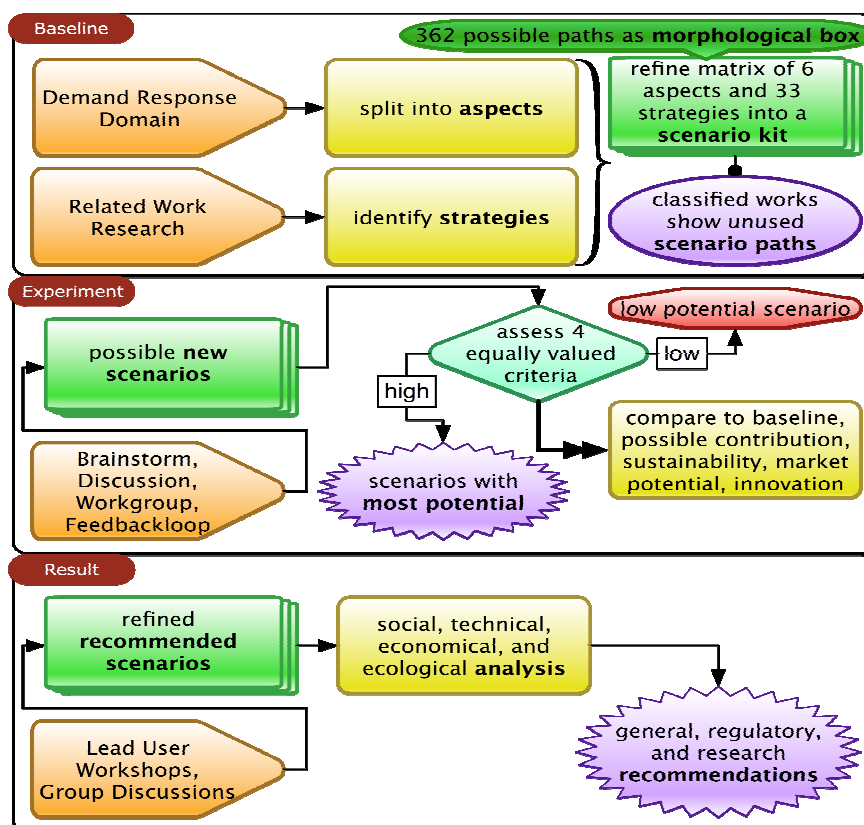


Abbildung 1: Darstellung der Methode

1.4.1 Methode zur Szenarien-Definition und Vorauswahl

Im Projektteam wurden aus Literaturrecherche, Fallstudien, vorangegangenen und derzeit durchgeführten Forschungsprojekten sechs Aspekte sowie bislang bereits mehrfach verwendete Strategien identifiziert. Diese Strategien wurden durch Brainstorming-Technik, interne Workshops und Feed-

back aus Konferenz-Präsentationen [Dietrich 2010] geschärft. Durch die eindeutige Zuordnung der Strategieblöcke zu Aspekten des Forschungsfeldes Lastmanagement wurde ein morphologischer-Kasten erstellt (weiter genannt: Szenario-Baukasten). Die Präsentation als Morphologischer-Kasten bietet eine dritte Dimension, wenn ein Pfad alle sechs Aspekte verfolgt und dabei mindestens eine Strategie aus jedem Aspekt verwendet. Die umgesetzten Szenarien im Szenario-Baukasten lassen deutlich die bislang fehlenden Implementierungen erkennen. 362 mögliche Lastmanagement-Szenarien können in diesem Baukasten abgebildet werden, eine weit höhere Anzahl als bisher erforscht oder umgesetzt wurde. Da nicht alle existierenden Pfade durch den Szenario-Baukasten zu einem sinnvollen Szenario führen, ist eine sachgerechte Evaluierung eines gefundenen Szenarios für dessen wahrscheinlichen Erfolg notwendig. Die Analyse von acht existierenden Umsetzungen und Forschungsarbeiten aus vier unterschiedlichen Lastmanagement-Kategorien wurden in den Szenario-Baukasten eingefügt und dessen Potenziale vom Projektteam anhand von vier gleich gewichteten Kriterien bewertet.

Diese Kriterien sind:

- Lastmanagement-Potenzial,
- Nachhaltigkeit,
- Marktpotenzial in 10 Jahren und
- Innovationsgrad.

Aus den Lücken im Szenario-Baukasten konnte das Projektteam sieben fehlende und für Österreich in den nächsten zehn Jahren potenziell wichtige, realistische Szenarien finden und ebenfalls anhand der genannten vier Kriterien bewerten.

1.4.2 Methode der Ökobilanzierung

Das Umweltpotenzial der ausgewählten Szenarien (siehe 1.4.1) wurde in Form einer Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment LCA) untersucht (referenziert an ISO 14040 und ISO14044).

Die Ökobilanzierung wurde auf Basis der erstellten Sachbilanz durchgeführt. Hier wurden pro Szenario die relevanten Bauteile und deren Materialien, Komponenten und Bauelemente definiert und den jeweiligen LCA-Datensätzen entsprechend der betrachteten Lebenszyklusphasen zugeordnet. Für die LCA-Datensätze wurde die weltweit anerkannte Datenbank von ecoinvent (<http://ecoinvent.org>) verwendet. Die Lebenszyklusphasen Materialgewinnung und Herstellung wurden gemeinsam betrachtet (entsprechend der Struktur der relevanten Ecoinvent-Prozesse). Die ecoinvent-Prozesse der Lebenszyklusphasen Materialgewinnung, Herstellung und End-of-Life (Recycling und Entsorgung) wurden anhand der Bauteilbezeichnung und Material-/Stoffnamen zugewiesen. Die Zuordnung der Inventare für die Nutzungsphase erfolgte spezifisch für die jeweiligen Komponenten in den Szenarien. Für die zugeordneten Prozesse wurden teilweise und bei Bedarf Gewichtungsfaktoren angesetzt, die die jeweilige Situation möglichst genau abbilden. Die Sachbilanz liefert die notwendigen Grunddaten für die Wirkungsabschätzung (Abbildung der Eckdaten die in der Sachbilanz definiert wurden in Form von umweltrelevanten Größen und Effekten). Im ersten Schritt erfolgte die Wirkungsabschätzung von jedem Szenario und für die gewählten Wirkungskategorien GWP100 und EI99(H,A) über den gesamten Lebenszyklus der Betrachteten Anlagen. Im nächsten Schritt wurde der erzielba-

re positive Umwelteffekt als Vergleich der ausgewählten Szenarien ausgewertet. Die Auswertung erfolgt jeweils (für alle Szenarien und Wirkungskategorien) hochgerechnet auf Gesamtösterreich und für den Zeitrahmen von einem Jahr. Die Gutschrift aus dem Recycling stellt allerdings einen theoretischen Wert dar da Gutschriften praktisch erst greifen, wenn ein Material verwertet und in einem neuen Produkt eingesetzt wird. Der ökologische Vorteil ergibt sich damit nicht direkt im bilanzierten Produkt, sondern erst in dem Produkt in dem das wiederverwertete Material eingesetzt wird. Daher wurde die Gutschrift separat als negativ dargestellte Zahl ausgegeben und als solche in der Auswertung weggelassen (das heißt es wurde keine rechnerische Gutschriftmethode angewandt).

In der Bilanzierung wurden lediglich der zusätzliche Aufwand (im Vergleich zum Status Quo), der für die Umsetzung der Szenarien notwendig ist sowie die daraus erzielten Effekte berücksichtigt (Bilanzierungsgrenzen). Somit werden die bestehende Infrastruktur und bereits vorhandene Systemkomponenten in die Bilanzierung nicht miteinbezogen.

1.4.3 Methode zur sozialen Bewertung

Durch die generischen Konzepte der technischen Szenariobeschreibung, die in Hinblick auf ihre jeweilige praktische Realisierung eine Vielzahl von möglichen Optionen und Varianten erlauben, konnte die im Projekt geplante Abschätzung der sozialen Akzeptanz nur auf Basis einer weiteren Konkretisierung fortfahren, orientiert an der Strategie des Constructive Technology Assessment [OSR 2010], bei der die Ausweitung des Konstruktionskontextes („broadening the design“) im Mittelpunkt steht. Folglich wurde im Projekt zunächst für jedes Szenario eine Stakeholderanalyse durchgeführt. Konkret wurde danach gefragt, welche sozialen Akteure für die weitere technische und organisatorische Entwicklung der einzelnen Szenarien in Hinblick auf die praktische Realisierung von Relevanz sind. Dabei wurde die Suche zunächst auf folgende Grobkategorien festgelegt:

- EntscheidungsträgerInnen
- NutzerInnen
- potenziell von den Szenarien betroffene Personen
- intermediäre Organisationen und Rahmensetzer.

Im Anschluss daran wurde entlang dieser Kategorien für jedes der betrachteten Szenarien eine Recherche nach ExpertInnen und Stakeholdern durchgeführt („Socio-technical mapping“). Dieser Projektschritt bildete die Grundlage für die Durchführung von vier halbtägigen Workshops zur Weiterentwicklung und Vertiefung der generischen Ausgangsszenarien an denen Personen aus unterschiedlichen Bereichen mit unterschiedlicher Expertise teilnahmen. Die allgemeine Einschätzung und wichtige Aspekte wurden in den formulierten Empfehlungen berücksichtigt.

1.4.4 Methode der ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung umfasst die Analyse von Ausgaben und Modellierung der erwarteten Effekte der ausgewählten Szenarien. Für die unterschiedlichen Szenarien wurden entsprechend unterschiedliche Einnahmemöglichkeiten/Einnahmequellen untersucht und dann szenarienabhängig kalkuliert.

Für das beste Szenario aus den verschiedenen möglichen Geschäftsmodellen wurde ein beispielhafter Businessplan mittels Discounted Cashflow Methode für die Umsetzung im Markt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Subszenarien entwickelt, und eine nötige Einsparung durch das Szenario für einen Return On Investment (ROI) nach 5 Jahren berechnet. Weiters wurde abschließend linear auf den Maßstab Österreich hochskaliert.

Für ein weiteres Szenario wurde beispielhaft die Berechnung erwarteter makroökonomischer Effekte als Einnahmen durch Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt, geeignete Optimierungsparameter wurden mit Hilfe der Software MATLAB modelliert und die Rentabilität für einen österreichischen Durchschnittshaushalt berechnet.

1.5 Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit beginnt mit einem Überblick über die möglichen Smart Response Szenarien, die im nächsten Schritt einer Vorbewertung mit definierten Bewertungsfaktoren unterzogen werden. Die in der Vorbewertung ausgewählten Szenarien werden in weiterer Folge detaillierter beschrieben und hinsichtlich ökologischer, technischer, sozialer und ökonomischer Aspekte untersucht. Zum Abschluss werden die ausgearbeiteten Empfehlungen und Schlussfolgerungen vorgestellt.

2 Inhaltliche Beschreibung der Arbeit

2.1 Ausarbeitung und Auswahl der Smart Response Szenarien

Repräsentative Lastmanagement-Implementierungen weltweit wurden analysiert und Gemeinsamkeiten in einer Matrix von definierten Aspekten und Strategien festgehalten. Dieser geschaffene Szenario-Baukasten (Tabelle 1) bietet eine systematische Basis, in der aktuelle Grenzen von Lastmanagement-Implementierungen und Ansatzpunkte für neue, fehlende Szenarien deutlich werden.

Lücken im Szenarien Kasten, als auch erfolgversprechende Weiterentwicklungen von bestehenden Szenarien wurden mit fehlenden, realistisch zukünftigen Szenarien geschlossen. Ergebnisse aus Literaturrecherche, Fallstudien, umgesetzten und laufenden Forschungsprojekten im Gebiet Lastmanagement leiteten das Projektteam dazu, grundlegende, in sich geschlossene Blöcke von Maßnahmen in unterschiedlichen Lastmanagement-Umsetzungen zu identifizieren, sogenannte Strategien. Diese Strategien wurden durch Brainstorming-Technik und Workshops – auch außerhalb der Projektgruppe (ComForEn2010) – verfeinert.

Eine Evaluierung der Szenarien wurde in Workshops von dem interdisziplinären Team durchgeführt, wobei die vier gleichwertigen Kriterien als Bewertungsgrundlage dienten:

- *Lastmanagement Potential*: Möglicher technischer Beitrag zu Lastmanagement bezogen auf Energiesparmaßnahmen oder erneuerbare Energien (Hoch bedeutet Lastspitzen oder ein Blackout können vermieden werden).
- *Nachhaltigkeit*: Vorläufig eingeschätzte positive und negative Effekte bezüglich ökologischer, ökonomischer und sozialer Nachhaltigkeitskriterien.
- *Marktpotential in zehn Jahren*: Ist es möglich in Österreich das Szenario in zehn Jahren wirtschaftlich oder technisch erfolgreich umzusetzen.
- *Innovationsgrad*: Neuheit oder Bekanntheitsgrad der Idee in der internationalen Lastmanagement-Forschungsgemeinschaft.

Die Bewertung wurde in den Graden niedrig:0,2, niedrig-mittel:0,4, mittel:0,6, mittel-hoch:0,8, hoch:1,0 in Zahlen ausgedrückt und als Gesamtbewertung multipliziert. Daraus ergibt sich die Tabelle 2.

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 1 : Smart Response Szenario-Baukasten, farblich markierte Strategieblöcke ergeben ein Szenario

Aspekte	Strategien	Bestehende Szenarios				Fehlende Szenarios						
		E-Auto	Gebäude zum Stromnetz	Intelligente Stromzähler	C2G Automatisierung							
		G2V & V2G B2G	MySmartGrid DRAS	Zeitvariable Tarife C2G Feedback	GridFriendly IRON	Micro Grid f. PV Gebäude	Micro Grid für Gemeinden	Akku Grid	Kabelloses Akku-Laden	e-Auto Batterien	Therm. Proz. in Industrie	Smart Meter API
Energieerzeugung und -verteilung	overall grid stability	X	X	X		X	X		X	X	X	
	balancing group energy balance			X			X					
	increase of the base load		X		X		X	X	X	X		
	grid relief	X	X	X	X					X	X	X
Verbraucher und Geräteebene	load profile smoothing	X	X	X	X		X		X		X	X
	household devices		X	X	X	X		X	X	X		X
	HVAC		X	X	X	X				X	X	
	electric vehicle	X						X				
	industrial facilities			X			X				X	
	building automation		X	X	X		X	X			X	
	public facilities			X			X				X	
Technische Implementierung	energy generation devices		X			X				X		
	human reaction on notification			X	X							X
	device warns, consumer switches			X	X		X					X
	aggregation/virtual power plant	X	X	X		X			X	X	X	X
Automatisierungsgrad	device reacts on grid signals	X	X	X		X			X	X		
	programmed automat. switching device	X	X	X				X	X			
	manual			X	X							X
Mehrnutzen für Endverbraucher	human-in-the-loop	X		X	X							X
	semiautomatic		X	X	X		X	X	X	X	X	
	fully automatic		X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	cost reduction	X	X	X	X	X						X
	environmental protection		X		X	X	X		X	X	X	X
Tarifmöglichkeiten	energy efficiency		X	X			X	X	X	X	X	X
	product bundling	X		X			X	X	X	X	X	X
	prestige enhancement							X			X	X
	fixed	X		X		X	X		X			X
	variable	X			X		X	X	X	X		X
	time variable		X	X	X	X					X	X
	load-dependent		X	X	X						X	X
	Exchange-dependent			X								X
	discount											X
	business tariff			X						X		

Tabelle 2: Bewertung bestehender und noch nicht umgesetzter Szenarien

Szenario	Lastmanagement Potential	Nachhaltigkeit	Marktpotential in 10 Jahren	Innovation	Gesamtbewertung
Elektrische Fahrzeuge	1	0,8	0,2	0,6	0,096
Building to Grid	0,8	0,8	0,8	0,4	0,205
Intelligente Stromzähler	0,4	0,4	0,2	0,2	0,006
Consumer to Grid Automatisierung	0,6	0,4	1	0,4	0,096
Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung	0,4	0,8	0,8	0,6	0,154
Micro Grid für Gemeinden	0,8	0,8	0,6	0,6	0,230
Batterie Grid: Kopplung existierender Akkus	0,2	0,4	0,2	1	0,016
Kabelloses Akku-Laden als Service	0,2	0,4	0,2	0,4	0,006
Weiterverwendung von e-Auto Batterien	0,6	0,6	0,6	1	0,216
Nutzung thermischer Prozesse der Industrie	0,6	0,6	0,6	0,2	0,043
Smart Meter API	0,2	0,6	0,2	1	0,024

Für die vier bestbewerteten Szenarien wird hier eine Kurzbeschreibung angeführt.

Building to Grid (B2G)

Die Aktivierung thermischer Kapazitäten als Energiespeicher ist die treibende Kraft hinter Building to Grid (B2G) Ideen. Dafür ist es notwendig, thermische Parameter von Gebäuden wie z.B. Heizung, Kühlung und Ventilation steuern zu können. Zusätzlich ist ein Informationsaustausch zwischen dem Gebäude und dem Stromnetz notwendig. Funktionale Gebäude (z.B.: Büros, Hotels, ...) mit bereits vorhandenen Gebäudeautomationsanlagen sind geeignete Kandidaten als Schlüsseltechnologien für die Integration von Gebäuden in Energienetze, die eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien unterstützen, ohne den Komfort von BewohnernInnen zu mindern und virtuell als Gruppe in einer Region aggregiert zusammenzuarbeiten. Das deutsche MySmartGrid¹ Projekt z.B. will mit thermischen Prozessen von 1000 Haushalten dann den Strom verbrauchen wenn die Erzeugung durch erneuerbare Energien hoch ist und nicht wenn die Erzeugung gering ist. Die amerikanische Firma Akuacom² benutze einen „Demand Response Automation Server“ (DRAS) als Schnittstelle für den Elektrizitätsmarkt mittels Benachrichtigungsinfrastruktur zwischen Erzeugern und unabhängigen Service Operatoren (ISOs) auf einer Seite um Lastmanagement-Preise und Zuverlässigkeit zu kommerziellen, industriellen und aggregierten TeilnehmernInnen auf der anderen Seite zu kommunizieren. Diese Szenarien kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. *Lastmanagement-Potenzial:* Mittel-Hoch. Niedrig-Mittel, da die Anzahl an geeigneten Gebäuden in Österreich und das Lastmanagement-Potenzial per Gebäude begrenzt ist. Bei MySmartGrid ist das Potenzial abhängig von Massenteilnahme, aber in Kombination mit erneuerbarer Energieerzeugung von Relevanz. System ist robust gegen Kommunikationsfehler. DRAS Mittel-Hoch, da Elektrizitätsmarktpreis die Teilnahmewahrscheinlichkeit reguliert und das System funktionierende Kommunikationskanäle benötigt. Außerdem höher als intelligente Stromzähler Szenarien, da bessere Integration in Industrieplanungsprozesse möglich ist.
2. *Nachhaltigkeit:* Mittel-Hoch. Effizientere Nutzung existierender Gebäude, geringe negative unbeabsichtigte Konsequenzen zu erwarten, unterstützt die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz und hilft Verluste zu reduzieren. Optimierung vorhandener Technologien vor Ort wird unterstützt und Lastmanagement ermöglicht.
3. *Marktpotenzial in 10 Jahren:* Mittel-Hoch. Gebäudeautomatisierung ist jetzt schon Standard in funktionalen Gebäuden. Fallende Kosten für Photovoltaik (PV) Anlagen werden mit großer Wahrscheinlichkeit zu hohen Verbreitungsraten führen. MySmartGrid lässt sich wegen geringer Installationskosten und einfacher Benutzung durch geeignetes Marketing gut verbreiten. DRAS ist auch jetzt schon profitabel in Verwendung und durch vorhersehbare fallende Kosten in Kommunikations- und Informationstechnologieinfrastruktur noch profitabler in naher Zukunft. DRAS hoch für den Industriesektor, mittel für Wohnbaugesellschaften und niedrig für Privathaushalte.
4. *Innovation:* Niedrig-Mittel. Mittel ist die Anbindung von Gebäudeautomation an das Stromnetz und die dezentralisierte Open-Source Kommunikationsinfrastruktur von MySmartGrid. Niedrig ist die existierende Technologie von DRAS.

¹ <https://www.mysmartgrid.de/> Abgerufen: 27. Juni 2011

² <http://www.akuacom.com> Abgerufen: 27. Juni 2011

Micro Grid für Gebäude mit PV Anlage (BwPV)

Die solare Stromerzeugung jedes Gebäudes – Einzelhaushalte als auch Bürogebäude – fluktuiert wetterbedingt. Die Summe unvorhersehbarer Erzeugung kann das Stromnetz destabilisieren. Um dies zu vermeiden muss das Erzeugungsprofil anhand strenger Anforderungen geglättet werden. Kommunikation zwischen Haushaltsgeräten als Lasten auf der einen Seite und einem Photovoltaik Erzeugungskontrollsystem auf der anderen Seite verringern die notwendigen Netzausbaukosten. Verbindet man Kommunikation zwischen den Lasten (Lüftung, Heizung, Klima, unkritische Haushaltsgeräte, Beleuchtung) und der Erzeugung, über ein zentrales Kontrollprogramm, kann das System als Microgrid gesehen werden. Lasten werden in vollem Umfang genutzt wenn die Stromerzeugung hoch ist oder Spitzen aufweist und abgeschaltet oder pausiert wenn wenig Energie erzeugt wird. Diese Technik erlaubt viele Erzeugungsspitzen von erneuerbarer Erzeugung (z.B.: Photovoltaik, Wind) vor Ort zu vermeiden, ohne zusätzliche Speicher in das System einzuführen. Dadurch wird das Erzeugungsprofil geglättet. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. *Lastmanagement-Potenzial:* Niedrig-Mittel. Generell niedriges Potenzial, aber mittel in Kombination mit erneuerbarer Energieerzeugung (z.B.; laden von Notstrombatterien von Krankenhäusern mit PV). Eine weitere Möglichkeit sind thermische Speicher in max. 15 Jahre alten Gebäuden. Gesamt kann gesagt werden, dass die Netzstabilität erhöht wird, da durch lokalen Verbrauch weniger fluktuierende Einspeisung stattfindet.
2. *Nachhaltigkeit:* Mittel-Hoch. Hohes Umweltpotenzial da die Integration Solarer Energieerzeugung in das Stromnetz unterstützt wird und außerdem Verluste reduziert werden, da der Energiekonsum vom Stromnetz reduziert wird. Ein höherer Anteil an erneuerbarer Erzeugung ist möglich.
3. *Marktpotenzial in 10 Jahren:* Mittel-Hoch. Durch fallende Kosten für PV sind hohe Verbreitungsraten wahrscheinlich.
4. *Innovation:* Mittel. Niedrig für die einfachste Umsetzung mit PV-Paneelen am Dach, aber hoch für Bürogebäude, die bereits mit PV-Fassaden entworfen werden, deren Erzeugung größer als ihr Verbrauch ist.

Micro Grid für Gemeinden (M2G)

Da ländliche Gemeinden weit verstreut sind und nicht konzentriert an einem Ort wie Städte, wurde das Stromnetz nicht dafür ausgelegt, die in Zukunft zu erwartende hohe Anzahl einspeisender, erneuerbarer Energieerzeugung zu verkraften. Eine große Menge dezentraler Erzeugung kann nur erreicht werden wenn entweder die Verteilnetzinfrastuktur ausgebaut wird, oder Erzeugung und Verbrauch auf Gemeindeebene als Micro Grid, mit sich abstimmenden Netzkomponenten, koordiniert wird. Eine Schlüsselkomponente eines solchen Micro Grid sind elektrische Speicher. In einer typischen europäisch-ländlichen Gemeinde existiert bereits eine Vielzahl an Prozessen, in denen Energie gespeichert werden kann. Beispielsweise werden Wassertürme durch Pumpen aufgefüllt, sobald ein voreingestelltes Minimalniveau unterschritten wird. Verbindet man die Speichieranforderungen des Stromnetzes durch Kommunikation mit dem elektrischen Pumpprozess, kann dieser früher beginnen oder auf später verschoben werden. Andere Beispiele sind Abwasserpumpen, elektrische Heizung, Lüftung, Klima öffentlicher Gebäude, Beleuchtung oder Gemeindeweite Warmwassererzeugung. Um mehr dezentrale Erzeugung zu ermöglichen, ohne die Netzinfrastuktur kostenintensiv auszubauen,

muss die erzeugte Elektrizität so nahe wie möglich, und so bald als möglich an der Erzeugungsquelle verbraucht werden. Kommunikationstechnologie kombiniert mit den erwähnten Energiespeichern erfüllte diese beiden Anforderungen. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. *Lastmanagement-Potenzial:* Mittel-Hoch. Höheres Potenzial als Micro Grids in Gebäudegröße, da der größere Umsatz als Akteur in einer Bilanzgruppe bereits interessant ist. Hilft bei der Integration von mehr erneuerbarer Energie. Die Entscheidung ob mittel oder hoch hängt stark von potentiellen Anwendungen ab und bleibt zu diskutieren. Großschönau als Virtueller Energiespeicher [MLG+ 2011] zeigt dass durch ca. 1200 Einwohnern, 10% der fossilen Zukäufe aus dem Strommix, alleine durch die koordinierte Lastmanagement Beeinflussung von Frisch- und Abwasserpumpen der Gemeinde, eingespart werden können.
2. *Nachhaltigkeit:* Mittel-Hoch. Das Szenario hilft bei der Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz, hilft bei der Reduktion von Energieverlusten, ermöglicht mehr dezentralisierte Erzeugung ohne Netzausbau vorauszusetzen und benutzt bereits vor Ort existierende Infrastruktur anstatt neuer Geräte.
3. *Marktpotenzial in 10 Jahren:* Mittel. Ist abhängig vom Marktpreis und/oder politischer Regulierung. Zu Netzausbau vergleichsweise geringe Kosten sind ohne Subvention trotzdem kaum von einzelnen Gemeinden tragbar.
4. *Innovation:* Mittel. Einige der notwendigen Technologien werden bereits verwendet.

Wiederverwendung von Elektroautobatterien (BattPark)

Dieses Szenario kombiniert zwei wichtige Aspekte, Wiederverwertung und netzverträgliche Glättung erneuerbarer Energiegeneration. Elektro- und Hybridfahrzeuge geben wieder Hoffnung, den Mobilitätssektor ökologischer zu gestalten, allerdings wurde der ökologische Lebenszyklus oder Nachnutzungsüberlegungen zu dafür notwendigen Batterien noch nicht betrachtet. Die meisten heutzutage produzierten Batterien, werden mit kritischen Materialien hergestellt und werden mit 50% der ursprünglichen Kapazität aus dem Betrieb genommen. Eine Elektroautofirma oder deren Batterieersatz-Vertragsfirma könnte Altakkus sammeln und die vereinigte Gesamtleistung als Speicherkraftwerk zur Stromerzeugungsglättung erneuerbarer Energien einige Zeit weiterverwenden, anstatt diese sofort zu entsorgen. Es wird davon ausgegangen, dass das verlängerte Akkuleben durch Weiterverwendung in einem zweiten Lebenszyklus, die ökologische Bilanz gewaltig verbessert. Dieses Szenario kann man für Österreich wie folgt bewerten:

1. *Lastmanagement-Potenzial:* Mittel. Das Szenario hängt stark von der Elektrofahrzeugdichte am Markt und von verwendeten Batterietechnologien ab.
2. *Nachhaltigkeit:* Mittel. Positive Effekte sind von der verfügbaren Batterietechnologie abhängig. Eine stark verbesserte Batterie würde Vorteile verdeutlichen, aber weitverbreitete Nutzung existierender Batterietechnologie ist problematisch. Mittel weil es nicht klar ist, wie Altakkus verwertet werden. Hoch, da die Wiederverwendung die Materialeffizienz erhöht und das hohe vorhandene Speicherpotenzial nutzt.
3. *Marktpotenzial in 10 Jahren:* Mittel. Stark von der Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen und neuen Batterietechnologien, als auch von der Batterierücklaufquote eines logistisch vielumspannenden Wiederverwertungssystem abhängig. Eventuell Konkurrenzmarkt zu derzeitigen Wiederverwertungsoptionen.

4. *Innovation*: Hoch. Neu, wurde noch nicht gemacht.

2.2 Technische Betrachtung

Eine detaillierte Betrachtung an technischer Notwendigkeiten zur Realisierung des Szenarios, den Verfügbarkeiten jeder Technologie nach Jahr und geographischer Gegebenheit, notwendiger Infrastruktur, Risikoanalyse teilweisem oder totalem technischen Ausfalls und Instandhaltungskosten wurde in den nachstehenden Unterkapiteln beschrieben.

2.2.1 Building to Grid (B2G)

Durch die vorausgesetzte und auch technologisch aktuelle Gegebenheit der vorhandenen Leittechnik innerhalb von funktionalen Gebäuden ist eine Anbindung eines Smart Grid Contollers, ohne einen erheblichen Mehraufwand, technologisch möglich. Dieser Controller kann die Steuerungsaufgaben zur Lastverschiebung übernehmen. Eine ähnliche der Prinzipien wird bereits im gleichnamigen Projekt Building2Grid untersucht. Der Smart Grid Controller kann durch eine SPS oder einen Industrie-PC repräsentiert werden. Diese sind in der Anschaffung marginal und bei neu geplanten Gebäuden ohne weiteres planbar. Bei bestehenden Gebäuden kann eine Installation von weiteren Sensoren nötig sein. Nötig könnten zum Beispiel Sensoren für Temperatur oder Luftqualität (CO₂) sein. Als Speicher können sowohl Räumlichkeiten als auch Speicher im eigentlichen Sinn sein. Beispiele dafür sind aus dem Projekt Häuser als interaktive Smart Grid Teilnehmer (HiT) zu entnehmen. Zur infrastrukturellen Anbindung können konventionelle Ethernet-Verbindungen benutzt werden. Als Protokoll bietet sich OpenADR an. Beides wurde bereits im Projekt B2G angewendet. Die Risiken eines teilweisen oder kompletten Ausfalls einer Anlage sind bei einer entsprechend hohen anteiligen Durchdringung an teilnehmenden Gebäuden minimal. Sollte es jedoch zu einem Ausfall eine höheren Kontrolleinheit und damit einer Vielzahl an Gebäuden kommen, kann eine kritische Situation der Netze auftreten. Diese Situation kommt zustande durch die Planung der Energieaufnahme anhand der Vorhersage der Energieerzeugung. Dies gilt vor allem für den Fall der Unterversorgung durch erneuerbare Energien und der fehlenden Anpassung des Verbrauches.

Es bedarf auf diesem Gebiet allerdings weitere Forschung der Kommunikationsmöglichkeiten und –arten. Zusätzlich sollten weitere Gebäude als Demonstrations- und Versuchsobjekte geschaffen werden um die Potenziale aufzuzeigen und späteren StakeholderInnen die Möglichkeiten der Technik aufzuzeigen.

2.2.2 Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik (PV) Erzeugung (BwPV)

Dieses Szenario setzt auf bekannten und behandelten Aspekten der Lastverschiebung auf. Grundlage ist es eine Maximierung des Eigenverbrauches, ohne Berücksichtigung der Einnahmen für Einspeisung und Förderung der Entgelte, eines Gebäudes. Der Begriff Micro Grid bedeutet dabei, dass das Gebäude für sich autark agieren kann und nicht auf Befehle einer höheren Instanz angewiesen ist. Diese Dezentralität der Intelligenz macht das Szenario weniger stör anfällig und ist ein Gegenpol zu den negativen Effekten der dezentralen Erzeugung. Als Ergebnis des Szenarios kann angesehen werden dass lokale Optimierung des Verbrauchs eine Senkung des zu transportierenden

Verbrauchs verursachen kann. Gleich dem Szenario B2G müsste ein Controller, in diesem Fall der Einfachheit halber Mirco Grid Controller genannt, verbaut werden. Dieser kann ebenso durch zum Beispiel einen Industrie-PC oder aber auch durch ein Zusatzmodul für einen Gleichrichter repräsentiert werden. Um eine Steuerbarkeit der Gebäude zu erreichen müssen genügend Geräte im Haushalt verfügbar sein welche gesteuert werden können. Klassische Beispiele dafür sind Wärmepumpen, Umwälzpumpen, Lüftung oder Klimaanlageanlagen. Prinzipiell sind auch andere Geräte möglich, diese stellen jedoch nur eine kritisch Masse dar wenn die Produzenten die Gerätschaften schon bei der Herstellung mit Möglichkeiten zur Lastverschiebung ausstatten (z.B. „Smart Grid ready“).

Durch die Dezentralität greift die Argumentation das sich Fehler an einzelnen Geräten kaum auf das Verhalten des Netzes auswirken. Instandhaltungskosten für die Anlage wurden in den ökonomischen Betrachtungen berücksichtigt. Eine Infrastruktur ist durch die Dezentralität nicht erforderlich. Nur eine Verkabelung wird allerdings, wenn nicht auf Funkübertragung gesetzt wird notwendig. Dies kann mittels EIB oder LON erfolgen.

2.2.3 Micro Grid für Gemeinden (M2G)

Die grundlegenden Notwendigkeiten für dieses Szenario wurden im Projekt GAVE behandelt, welches von der FFG gefördert wird. Es stellte sich heraus, dass die technischen Grundlagen in fast allen Gemeinden, welche ihre Versorgungssysteme mit einer Leittechnik steuern problemlos umrüstbar sind. Das Risiko einen totalen Ausfalles bewirkt allerdings eine unter bzw. keine Versorgung der Gemeinde. Entsprechende technische Gegenmaßnahmen sind somit zu treffen.

2.2.4 Wiederverwendung von Elektroautobatterien (BattPark)

Das wohl visionärste Szenario ist die Weiterverwendung von Elektroautobatterien. Die technischen Gegebenheiten sind bei diesem Szenario allerdings überschaubar. So müsste ein automatisiertes System für Lagerung und Überwachung entwickelt werden. Dies sollte mit einem überschaubaren aufwand lösbar sein. Geografisch muss das Gebiet auf dem ein solcher Batteriepark errichtet wird den Naturschutzbestimmungen entsprechen. Zusätzlich wäre eine Mittel- oder Niederspannungsanbindung nötig. Das „Kraftwerk“ kann ähnlich wie ein Pumpspeicher betrieben werden und notwendige Schritte könnten von einem Pumpspeicher abgeleitet werden. Die Berechnung der notwendigen Kosten gestaltet sich aber demensprechend schwer.

2.3 Ökologische Bewertung

2.3.1 Ziel und Umfang der Ökobilanzierung

Für die Erstellung einer Ökobilanz nach ISO 14040ff ist es notwendig die Ziele sowie den Untersuchungsrahmen der Bilanzierung festzulegen.

Ziel ist die Erstellung einer beschreibenden LCA für die vier ausgewählten Lastmanagement-Szenarien über den gesamten Lebenszyklus (Rohstoffgewinnung und Bau der Anlage, Nutzung und Verwertung). Im Einzelnen wird diese Bilanzierung herangezogen für:

- die Ermittlung von Umweltauswirkungen der gewählten Szenarien,
- den grundsätzlichen Vergleich der Szenarien und Identifikation jener Modelle die potentiell den höchsten positiven Umwelteffekt durch die Lastverschiebung versprechen und
- die Detailanalyse der Bauelemente und Teilaspekte innerhalb der einzelnen Szenarien um Schwachstellen und Optimierungspotenziale der Modelle aufzuzeigen.

Die funktionellen Einheiten der Bilanzierung sind entsprechend der vier Szenarien wie folgt definiert:

- Szenario Building to Grid: Ein durchschnittliches funktionelles Gebäude (Bürohaus, Hotel, Schule etc.) mit bereits vorhandener Gebäudeautomationsanlagen für Heizung, Lüftung und Kühlung.
- Szenario Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung: Ein Einfamilienhaus mit bereits vorhandener Photovoltaikanlage gekoppelt mit den elektrischen Lasten im Gebäude (wie Lüftung, Heizung, Klima, Warmwasser, Wärmepumpe).
- Szenario Micro Grid für Gemeinden: Eine durchschnittliche Gemeinde/Referenzgemeinde. die Kommunikation zwischen Gemeindeanlagen (Frischwasser- und Abwasserpumpen, Lüftung, Heizung, Klima, Warmwasserbereitung, Wärmepumpen) ist bereits durch vorhandene Leittechnik vorausgesetzt.
- Szenario Weiterverwendung von e-Auto Batterien: Ein Akku-Speicherkraftwerk geringer Leistung (von 1 MW).

Um den Vergleich der Szenarien zu realisieren wurde das Umsetzungspotential für ganz Österreich abgeschätzt und die Zwischenergebnisse der einzelnen Szenarien (ausgehend von den jeweiligen funktionalen Einheiten) dementsprechend skaliert.

Annahmen pro Szenario zur Skalierung:

- Building to Grid:
 - o Anzahl der funktionellen Gebäude in Österreich

- Sowohl für die derzeitige Betrachtung als auch für die Prognose für Jahr 2020 wird von 20.000 Gebäuden ausgegangen [HKP 2011]
- Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung:
 - Anzahl der verfügbaren PV-Anlagen in Österreich (in Stück):
 - Derzeitige Betrachtung: 5.028 [Stanzer 2010]
 - Konservative Annahme für das Jahr 2020: 18.889 [Berechnet nach Stanzer 2010]
 - Optimistische Annahme für das Jahr 2020: 138.836 [Berechnet nach Stanzer 2010]
- Micro Grid für Gemeinden:
 - Die Gegebenheiten der Referenzgemeinde/Beispielgemeinde Großschönau (mit 1222 Einwohner) wird proportional auf ganz Österreich (8.440.465 Einwohner) hochgerechnet.
- Weiterverwendung von e-Auto Batterien:
 - Für das Jahr 2020 wird die Anzahl der Elektrofahrzeugen in Österreich für 200.000 geschätzt [Pötscher 2012].

2.3.2 Systemgrenzen

In der Bilanzierung wurden lediglich der zusätzliche Aufwand (im Vergleich zum Status Quo), der für die Umsetzung der Szenarien notwendig ist, sowie der erzielte Effekt berücksichtigt. Somit werden die bestehende Infrastruktur und bereits vorhandene Systemkomponenten (wie das Gebäude selbst, die Haustechnik, PV-Anlage, Pumpen oder Batteriepacks aus Elektrofahrzeugen etc.) in die Bilanzierung nicht miteinbezogen (siehe Abbildung 2).

Für den szenarienspezifischen zusätzlichen Aufwand wird der gesamte Lebenszyklus betrachtet. Darin enthalten sind:

- die vorgelagerten Prozesse zur Bereitstellung der Rohmaterialien,
- die Verarbeitung und das Assembling von Bauteilen und Fertigprodukten,
- der zusätzliche Aufwand der in der Nutzungsphase entsteht (auf Grund von zusätzlichen Smart Response-Komponenten),
- mögliche erzielbare Verschiebungseffekte (als Resultat der umgesetzten Smart Response-Maßnahmen) und
- der Umweltaufwand nach der Nutzungsphase, welcher durch die Entsorgung/das Recycling der zusätzlichen Komponenten entsteht.

Die entsprechenden Prozesse (inkl. Vorketten) wurden mit Hilfe der Bilanzierungsdaten von ecoinvent (V2.2 vom 2010) erstellt. Die Bilanzierungsgrenzen der ecoinvent Inventare wurden übernommen. Die Rohstoffgewinnung wurde aufgrund der in den betrachteten Komponenten vorliegenden Materialien mit ecoinvent-Datensätzen berücksichtigt. Die Verarbeitungsprozesse wurden komponentenbezogen mit Hilfe von ecoinvent-Inventaren abgebildet. Standortspezifische Prozesse wurden nicht berücksichtigt, es wurde mit globalen Daten bilanziert. Bilanzierungsraum ist Europa. Die Verwertung erfolgt als generische Abbildung basierend auf den ecoinvent-Inventaren.

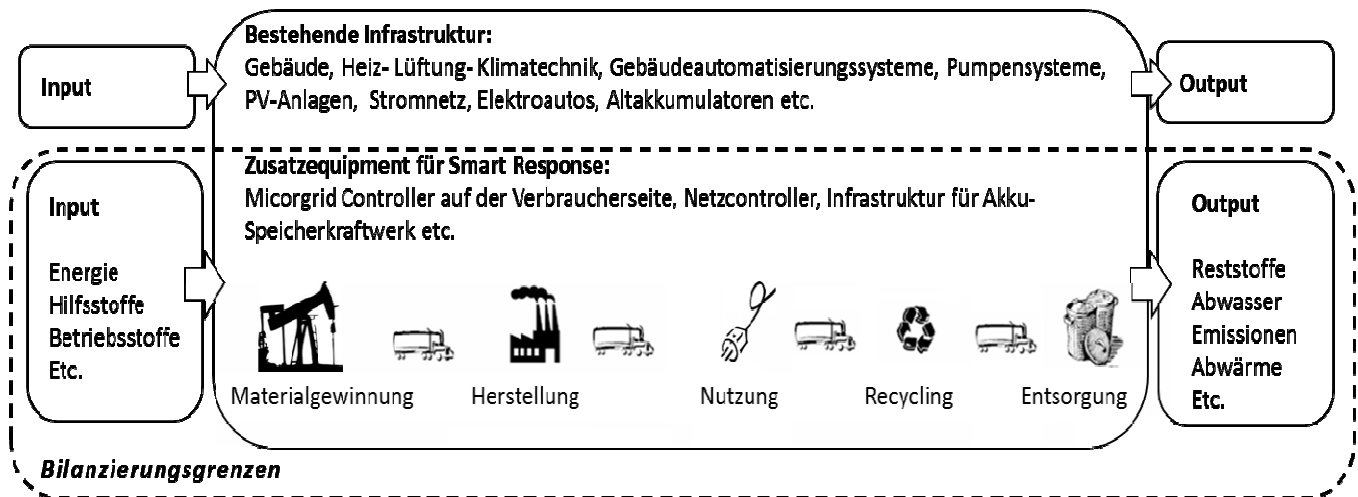


Abbildung 2: LCA – Bilanzierungsgrenzen

Der vermehrte Einsatz von dezentraler Stromerzeugung erfordert auch einen Ausbau des Verteilnetzes, um die nicht planbare Einspeisung zu ermöglichen und das Netz trotzdem stabil zu halten. Der Bedarf an einem Netzausbau kann durch Smart Response Maßnahmen reduziert werden und somit ein Ausbau des Verteilnetzes verzögert werden. Daher für eine Betrachtung, dieses für Smart Response positiven Effekts, keine belastbaren Daten zur Verfügung standen, wurde die Verzögerung des Verteilnetzausbaus in der ökologischen Betrachtung nicht berücksichtigt.

2.3.3 Datenqualität

Die genutzten Daten umfassen zum einen die zusätzlichen Komponenten für die Umsetzung der einzelnen Smart Response Szenarien – Szenarienmodelle (Komponenten, Materialien, Gewichte, Nutzungsparameter etc.) und zum Anderen die verwendeten LCA Datensätze für die Sachbilanz (ecoinvent). Die Qualität sowie die Vorgehensweise bei der Erstellung dieser Daten sind in folgenden Abschnitten dargestellt.

Erstellung der Szenarienmodelle

Die zusätzlichen Komponenten für die Umsetzung der einzelnen Smart Response Szenarien, wurden auf Grund einer technischen Analyse generisch festgelegt. Da zum jetzigen Zeitpunkt die jeweiligen Anlagen und Gerätschaften auf dem Markt teilweise oder überhaupt nicht vorhanden sind, wurde mit Vereinfachungen und Annäherungen gearbeitet (z.B. als Micogrid Controller auf der Verbraucherseite wurde ein durchschnittlicher lüfterloser Industrierechner angenommen).

LCA Daten für die Sachbilanz

Die Basis der genutzten LCA Daten bildet die Schweizer Datenbank ecoinvent Version 2.2 (vom 2010). Darin sind mehr als 4.000 Inventare hinterlegt. Alle Datensätze für die Bilanzierung wurden direkt aus ecoinvent Inventaren übernommen.

2.3.4 Wirkungsabschätzung

Zur Abschätzung der Umweltauswirkungen wurde repräsentativ der Indikator Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential - GWP), basierend auf der CML-Methode gewählt:

- GWP100a, Treibhauspotenzial bezogen auf 100 Jahre (kg CO₂-eq)

Das Treibhauspotential ist ein Indikator der für ökologische Bewertungen oft zum Einsatz kommt und daher einen entsprechenden Bekanntheitsgrad mit sich bringt. Um auch andere Wirkungskategorien zu berücksichtigen und mögliche Verlagerungen der Ergebnisse durch positive oder negative Effekte in anderen Wirkungskategorien zu beachten wurde ergänzend der aggregierte Eco Indicator 99 eingesetzt:

- EI99 (H,A) mit der durchschnittlichen Gewichtung (Hierarchist - H,A). Hierbei wird die menschliche Gesundheit und die Ökosystemqualität zu je 40% und die Ressourcenausbeutung zu 20% gewichtet.

Die wegweisende Aussage für die Bewertung der ausgewählten Szenarien liefert die Auswertung des erzielbaren positiven Umwelteffektes bei der Umsetzung der Smart Response Strategien. Der positive Umwelteffekt wird in erster Linie durch die Verschiebung der Spitzenlasten (im Tagesverlauf) auf der Verbraucherseite erreicht. Ziel dieser Verschiebung ist, den teuren und weniger umweltfreundlichen Energieanteil in den Spitzenzeiten des Tagesbedarfs auf jene Zeiten zu verschieben in denen die Energie als Netzgrundlast zur Verfügung steht. Diese Grundlast wird im österreichischen Netz hauptsächlich aus der umweltfreundlichen Wasser-Stromerzeugung gedeckt. Zusätzlich wird durch Smart Response bessere Ausnutzung von Wind- und Sonnenstrom angestrebt. Dieser Effekt wird in der Bilanzierung (Vergleich der Szenarien) ausgewertet.

Die Szenarien wurden in den jeweiligen Wirkungskategorien für Gesamtösterreich und den Betrachtungsrahmen von einem Jahr hochgerechnet und grafisch dargestellt. Abbildung 3 und Abbildung 5 präsentiert diesen Vergleich in der Wirkungskategorie GWP. Abbildung 4 und Abbildung 6 die Auswertung mit dem Eco Indicator 99.

Diese Auswertungen zeigen die deutlich dominierende Rolle (und somit auch das höchste Potenzial) des Szenarios Weiterverwendung von e-Autobatterien (aus diesem Grund sind die Auswirkungen der anderen Szenarien in diesen Abbildungen nicht darstellbar).

Der Vergleich der Ergebnisse beider Wirkungskategorien zeigt ein diametral unterschiedliches Ergebnis für die zwei betrachteten Subsznarien des Konzeptes der Wiederverwendung von Elektroautobatterien. In der GWP-Betrachtung weist das SubszENARIO 2 ein sehr hohes Verschiebungspotenzial auf, wobei beim EI99 das SubszENARIO 1 das höchste Potenzial aufweist. Der Unterschied ist durch die in beiden Subsznarien getroffenen Annahmen zu erklären. Im SubszENARIO 1 wird davon ausgegangen, dass die Spitzenlastenergie ähnlich der Grundlast aus dem

österreichischen Standardenergiemix (der großteils aus Wasserenergie besteht) bezogen wird und sich das Verschiebungspotential in diesem Bereich befindet. Im Subscenario 2 wird davon ausgegangen, dass die Spitzenlast durch Lieferungen aus Gaskraftwerken beglichen wird und durch Smart Response Maßnahmen in die Grundlastzeiten verschoben wird, die aus dem österreichischen Standardenergiemix bestehen. In beiden Fällen liefern die zwei betrachteten Wirkungskategorien (GWP und EI99) diametral unterschiedliche Ergebnisse. In der Wirkungskategorie GWP wird der Ausstoß von Treibhausgasen durch die Gaskraftwerke im Vergleich mit dem Wasserstrom (der in dem österreichischen Energiemix eine wesentliche Rolle spielt) besonders hervorgehoben. Auf der anderen Seite wird der Ressourcen- und Landverbrauch der Wasserkraftwerke wird in der Kategorie EI99 als besonders kritisch bewertet.

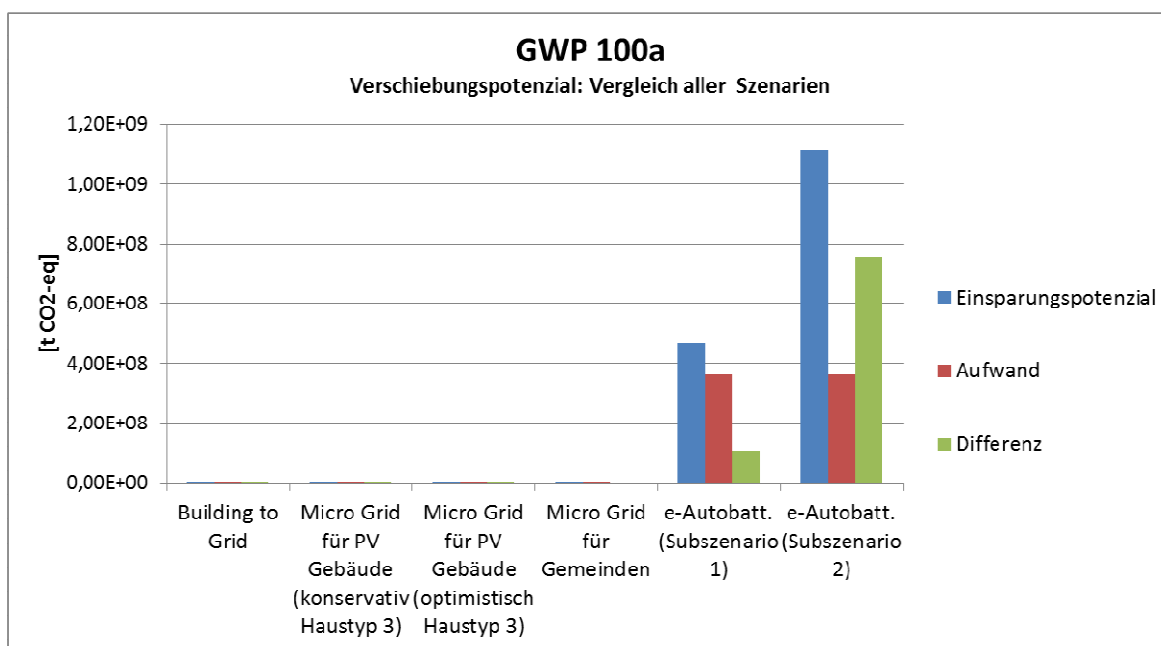


Abbildung 3 zeigt den ökologischen Vergleich der vier Szenarien (GWP 100a).

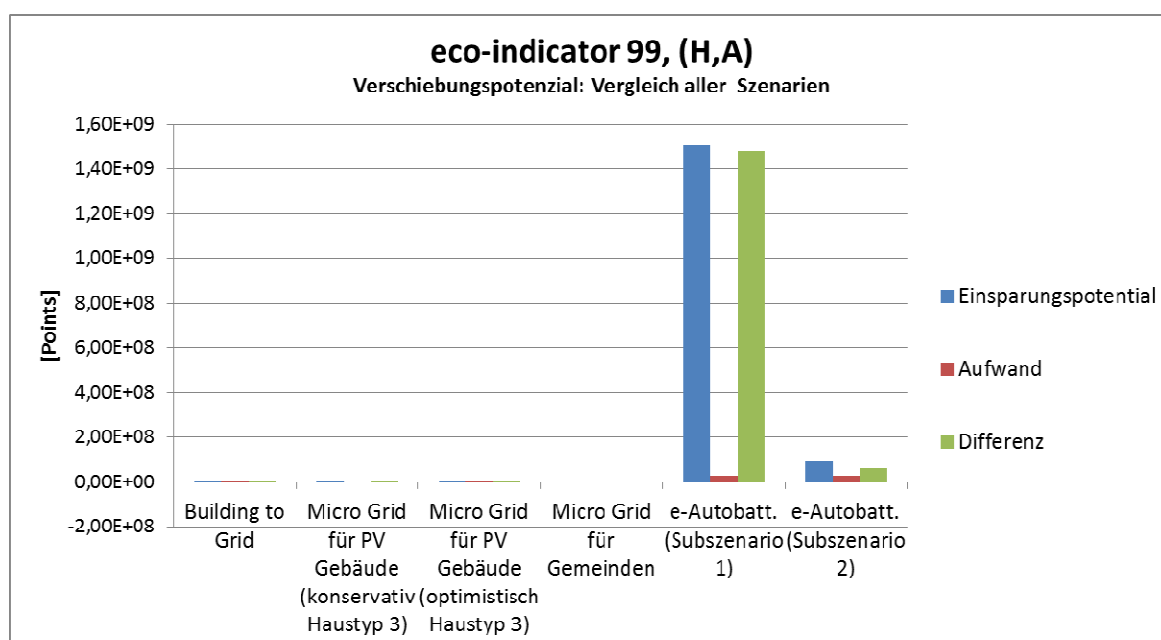


Abbildung 4: Vergleich aller Szenarien (EI99)

Um die Mitwirkung aller Szenarien aufzuzeigen wurden in der Abbildung 5 und Abbildung 6 die beiden BattPark Subszenarien ausgeblendet.

Der Szenarienvergleich (ohne BattPark) zeigt vergleichbare Werte der Szenarien Building to Grid und Micro Grid für Gebäude mit PV. Wobei das letztere Szenario (in der optimistischen Betrachtung für ein Haus ausgestattet mit Kühl/Gefriergeräten, Umwälzpumpen und Wärmepumpe – hier Haustyp 3) leicht höhere Werte aufweist, was sich wieder in den in anderen Subszenarien kompensiert (z.B. im der konservativen Betrachtung des gleichen Haustyps).

Der Vergleich der anderen Smart Response Szenarien (ohne e-Autobatterien) in Betrachtung zwei unterschiedlicher Wirkungskategorien liefert keine solch gravierenden Unterschiede mehr, weil in diesen Betrachtungen die zwei unterschiedlichen Energiequellen (Wasser- und Gasstrom) in den Subszenarien nicht berücksichtigt wurden (s. Abbildung 5 und Abbildung 6).

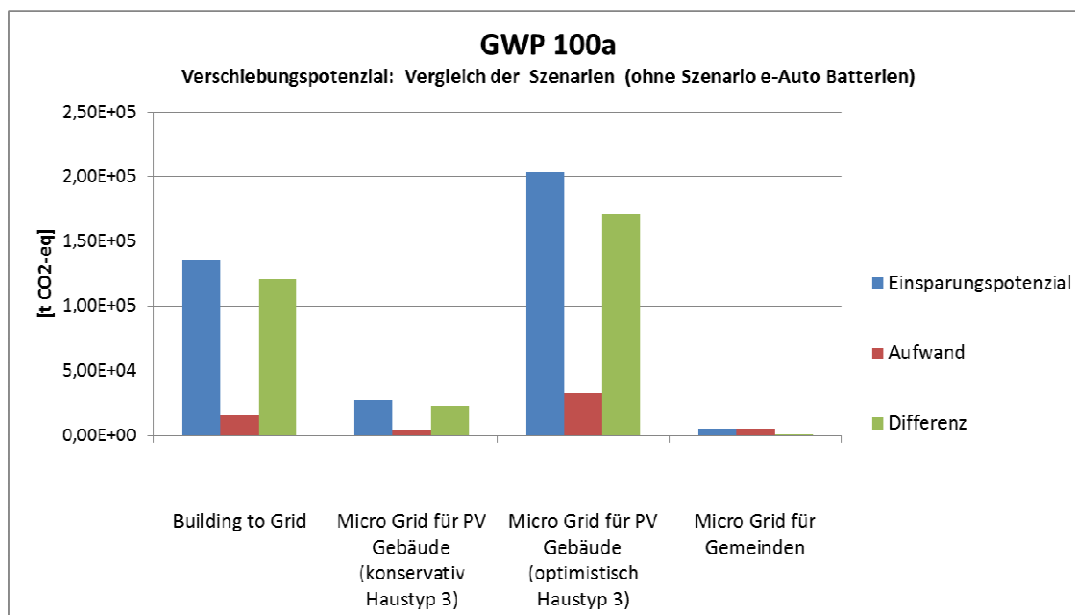


Abbildung 5: Vergleich aller Szenarien (ohne Szenario Weiterverwendung von e-Auto Batterien): Verschiebungspotential in GWP 100a

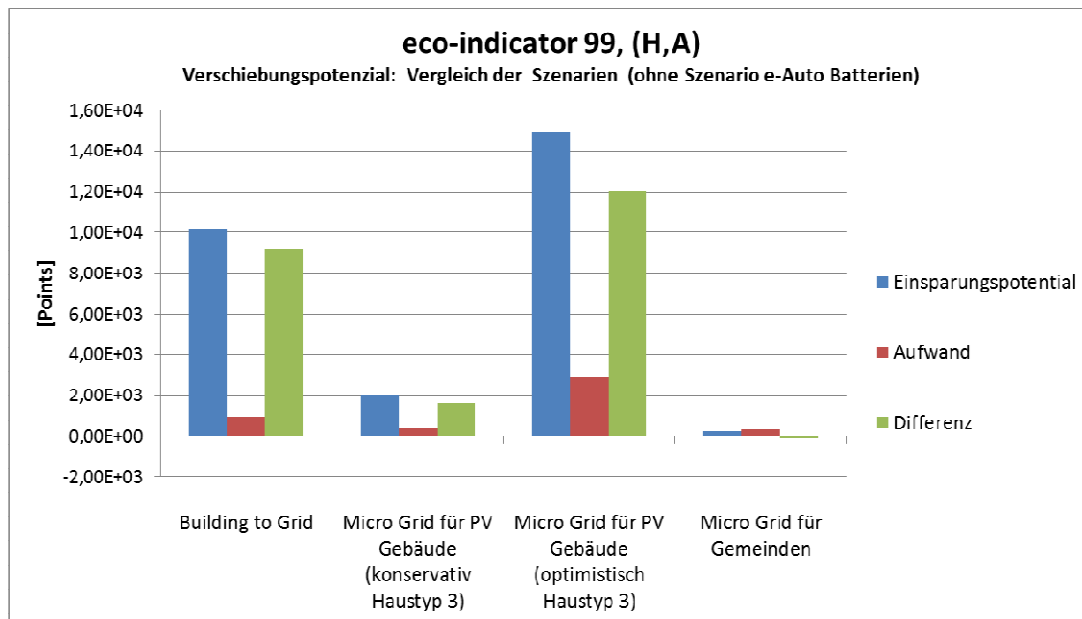


Abbildung 6: Vergleich aller Szenarien (ohne Szenario Weiterverwendung von e-Auto Batterien): Verschiebungspotential (EI99)

Um den unterschiedlichen Aufwand bei der Stromerzeugung aufzuzeigen, wurde exemplarisch das Treibhauspotenzial ausgewählt und für den österreichischen Strommix relevanter Technologien berechnet (siehe Abbildung 7). Die angeführten Belastungen (als CO₂-Äquivalente) wurden hier für eine Kilowattstunde pro erzeugte Leistung dargestellt.

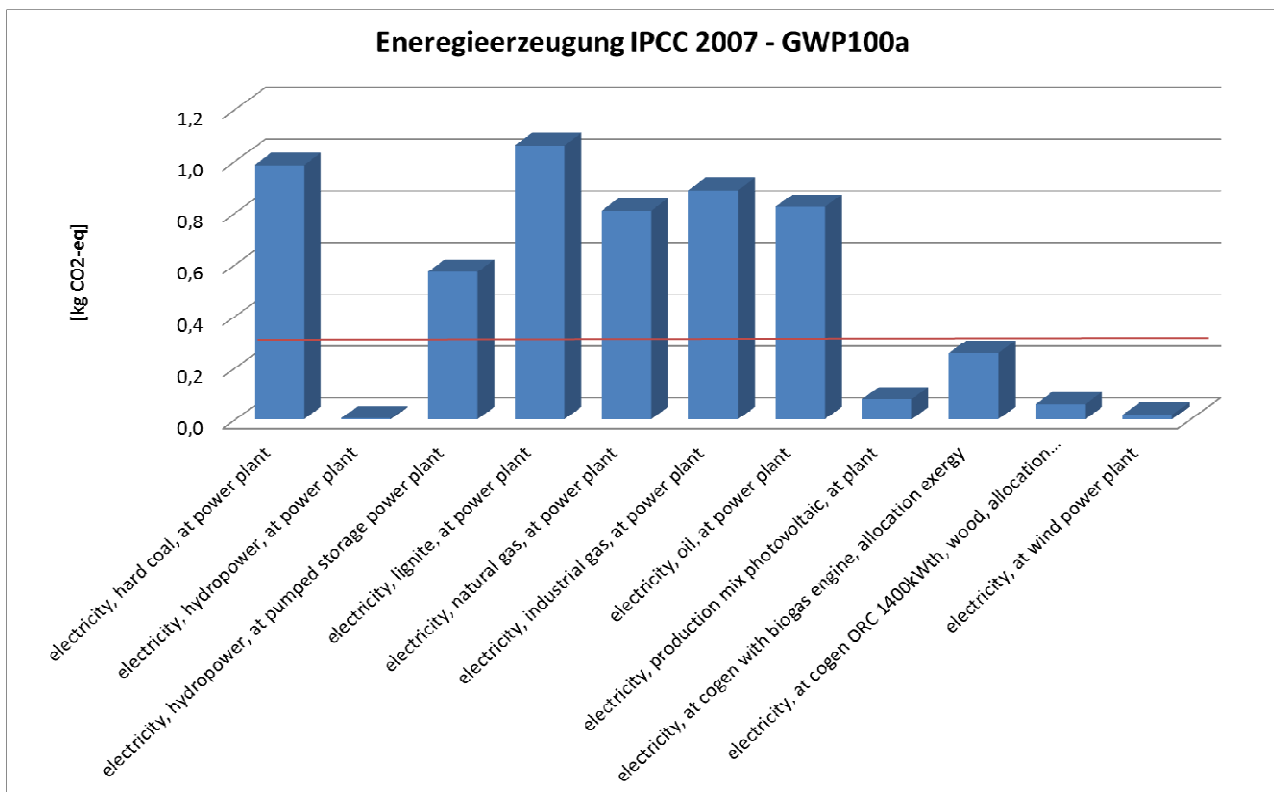


Abbildung 7: Vergleich der unterschiedlichen Stromerzeugungsarten (GWP)

2.4 Soziale Bewertung

Zur sozialen Bewertung der vier Szenarien trugen zahlreiche ExpertInnen und Stakeholder (FachexpertInnen aus der Praxis, VertreterInnen von intermediäre Organisationen, VertreterInnen Netzbetreiber und Stromlieferanten, WissenschaftlerInnen sowie potenzielle AnwenderInnen) im Rahmen von vier Projekt-Workshops bei. Zusammengefasst ergaben diese Bewertungen folgendes Bild:

Alle vier Szenarien wurden in Hinblick auf eine stärkere Ökologisierung der Strominfrastruktur sowohl als sinnvoll als auch wünschenswert eingestuft. Bei zwei Szenarien wurde allerdings vorgeschlagen, bestimmte Aspekte (siehe dazu Detailergebnisse weiter unten) in Zukunft stärker zu betonen (M2G) bzw. wurde in einem Fall (BattPark) eine Reformulierung des Ausgangsszenarios empfohlen (in Hinblick auf die Qualität sowie die zu erwartende Menge an gebrauchten Batterien aus Elektrofahrzeugen).

Aus heutiger Sicht und im Hinblick auf das Ziel, Stromnetze verstärkt mit „Intelligenz“ und damit mit einer höheren Flexibilität und Effizienz auszustatten, steht die soziale Akzeptabilität von nachfrageseitigem Lastmanagement aus Sicht der WorkshopteilnehmerInnen außer Frage. Hingegen können Fragen der sozialen Akzeptanz (Einstellung der zukünftigen MarktteilnehmerInnen) im derzeitigen Stadium der Entwicklung nur auf allgemeiner Ebene und unter bestimmten Annahmen diskutiert werden. Dabei geht es um die Abschätzung möglicher zukünftiger Akzeptanzprobleme und die frühzeitige Integration solcher Fragen in den laufenden Prozess der Technikgestaltung. In dieser Hinsicht wurden im Rahmen der sozialen Analyse einige interessante Perspektiven erörtert:

Auf alle vier Szenarien trifft zu, dass sie unter den gegebenen Rahmenbedingungen ökonomisch gesehen nur bedingt attraktiv sind. Beispielsweise gibt es zurzeit weder die technischen noch die tariflichen Voraussetzungen, die notwendig wären, um EndverbraucherInnen einen zeitlich flexiblen Verbrauch finanziell abgelten zu können. Die Akzeptanz von nachfrageseitigem Lastmanagement wird aber sicher auch davon abhängen, ob und in welchem Ausmaß sowohl AnbieterInnen als auch StromkonsumentInnen davon finanziell profitieren können.

Die Diskussionen in den Workshops haben gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit konkreter Nutzungsszenarien eng mit politischen Rahmenbedingungen und entsprechenden (z.B. flexiblen) Tarifmodellen verknüpft ist. Um aus wirtschaftlicher Sicht die soziale Akzeptanz von nachfrageseitigem Lastmanagement also nicht aus den Augen zu verlieren, scheint es notwendig, die weitere technische Entwicklung von konkreten Anwendungen stärker als bisher mit der Entwicklung der dafür notwendigen Rahmenbedingungen zu koppeln.

Neben wirtschaftlichen Argumenten wird die soziale Akzeptanz neuer technischer Lösungen aber stets auch von anderen Kriterien bestimmt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt können solche zusätzlichen, aber oft entscheidenden „relativen Vorteile“ nur allgemein vermutet werden. Ein wichtiges Ergebnis der sozialen Analyse besteht jedoch darin, dass in einem nächsten Schritt konkrete Erfahrungen mit experimentellen, aber durchaus bereits realen Anwendungen als notwendig erachtet werden. Mögliche Beispiele für solche praxisorientierten Pilotanwendungen wären Einfamilienhäuser mit Photovoltaikanlagen oder Projekte mit Fahrzeug- oder

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

BatterieherstellerInnen. Im Rahmen solcher Experimente sollte es möglich sein, technische Pilotanwendungen in realen Nutzungskontexten zu testen und dabei mehr über die Wünsche und Erwartungen von NutzerInnen zu lernen. In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Ergebnisse aus den vier Workshops im Überblick zusammengefasst.

Tabelle 3 : Zusammenfassende Darstellung zentraler Workshopergebnisse

	B2G	BwPV	M2G	BattPark
Beschreibung	Durch die Kommunikation zwischen der Gebäudeautomation von funktionalen Gebäuden (z.B. Bürogebäuden) und dem Stromnetz wird versucht, die Netzinfrastuktur zu entlasten, indem vorhersehbare Prozesse im Gebäude zeitlich nach Kapazitäten im Stromnetz koordiniert werden.	Elektrischer Strom, der in Gebäuden mit Photovoltaik-anlagen erzeugt wird, soll möglichst zur Gänze vor Ort verbraucht werden. Dazu ist das Vernetzen der elektrischen Verbraucher zu einem Micro Grid im Gebäude notwendig.	Auf Gemeindeebene sind verschiedene Infrastrukturen vorhanden die für eine Lastverschiebung geeignet sind (z.B. elektrische Pumpen bei Wasserspeichern, Abwasserpumpen, Beleuchtung oder gemeindeweite Warmwassererzeugung).	Elektroautobatterien werden nach der Nutzung in Fahrzeugen gesammelt, zu größeren Einheiten zusammengeschlossen und als „Speicherkraftwerk“ zur Glättung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für das Stromnetz verwendet
Workshop-TeilnehmerInnen	Wissenschaft und Forschung Vertreter der Innung Wirtschaftskammer Gemeindevertreter	Wissenschaft und Forschung Energieversorger Energieberatung/ Ziviltechnik	Wissenschaft und Forschung Wiener Magistrate Industrievertreter Gemeindevertreter	Wissenschaft und Forschung Interessenvertreter Verkehr Energieversorger Batterierexperten
Allgemeine Einschätzung	Wünschenswertes Szenario, Potenzial funktionaler Gebäude sollte in Zukunft stärker genutzt werden	Sinnvolles Szenario, wirtschaftlich relevante Potenziale bei größeren Gebäuden	Szenario kommt eher für kleinere Gemeinden oder Gemeindeverbünde in Frage	Reformulierung der Ausgangsszenarien, drastische Reduktion der Mengenannahmen
Wichtige Aspekte für die Weiterentwicklung der Szenarien	politischer Gestaltungswille kommunizierbarer Nutzen für EndkundInnen nachvollziehbare und für alle beteiligten Akteure attraktive monetäre Modelle Sicherstellung des Nutzerkomforts in den Gebäuden	Wirtschaftlichkeit technische Umsetzung in Form von Gesamtlösungen rechtliche Rahmenbedingungen Anpassung an die tatsächlichen NutzerInnen und Nutzungen vor Ort	Tarifgestaltung politische Rahmenbedingungen Kombination von Demand Response mit lokal verfügbaren ökonomisch vertretbarer Speichertechnologie genormte IKT-Schnittstellen und funktionierende Datenprotokolle	Pilotprojekte im Bereich der industriellen Nachnutzung innerhalb der für Hybridfahrzeuge notwendigen Wertstoffkette, insbesondere bei Fahrzeug- oder Batterieherstellern Kombination mit Strom aus PV und Wind vor Ort

In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Detailergebnisse zu den einzelnen Hauptszenarien zusammengefasst.

2.4.1 Building to Grid (B2G)

Dieses Szenario wurden von den Workshop-TeilnehmerInnen generell als wünschenswert bewertet. Das Lastverschiebungspotenzial funktionaler Gebäude, so die einhellige Meinung, sollte in Zukunft stärker als bisher genutzt werden. Einer Umsetzung dieses Szenarios stehen jedoch, das zeigte der erste Teil des Workshops, eine Reihe von Problemen und ungelösten Fragen im Weg. Das beginnt bereits bei der Planung von neuen (Büro-)Gebäuden. Bereits in der Planungsphase müsste eine Vielzahl von Akteuren mit unterschiedlichen Aufgaben, Kompetenzen und Interessen besser aufeinander abgestimmt werden. Als wesentliche Punkte wurden dabei die energetische Optimierung auf der Gebäudeebene (Lastverschiebung versus absolute Höhe des Energieverbrauchs/Energiesparen) sowie die Planung der Kommunikationsinfrastruktur (Gebäude/Stromnetz) identifiziert. Darüber hinaus wurde betont, dass es wichtig wäre, das gesamte System (mehrere Gebäude, Stromnetz und Erzeugung) zu optimieren, um mögliche ungeplante negative Effekte so gering wie möglich zu halten. Von großer Bedeutung wäre auch die Frage, wer von derartigen Maßnahmen (finanziell) profitieren würde bzw. wie Kosten und Nutzen verteilt wären. Hier wurde es als wichtig erachtet, neue Finanzierungs- und Berechnungsmodelle zu entwickeln, um unterschiedliche Kostenarten und Laufzeiten in Zukunft besser abbilden zu können. Und schließlich gäbe es auch einige offene rechtliche Fragen, die geklärt werden müssten; v.a. handelt es sich dabei um Kompetenz- und Haftungsfragen.

In Übereinstimmung mit den vielen, bislang ungelösten Fragen, die sich im Zusammenhang mit diesem Szenario ergeben, kann auch die Diskussion um mögliche Gewinner bzw. Verlierer gesehen werden. Viele Akteure könnten demnach profitieren, wenn das Szenario entsprechend weiterentwickelt und umgesetzt würde. Wenig Interesse, das bis hin zu Ablehnung reichen könnte, wurde allerdings bei Energieversorgern, die Spitzenstrom erzeugen, vermutet. Private Haushalte und andere Kleinverbraucher wurden ebenfalls eher auf der Verliererseite gesehen, denn es sei so gut wie ausgeschlossen, dass diese Gruppen in irgendeiner Weise von diesem Szenario profitieren könnten. Eindeutige Gewinner wären Netzbetreiber, IT-Unternehmen (Dienstleister, Hersteller, Datenvermittler etc.) und, je nach Tarif- und Finanzierungsmodell, auch Gebäudeerhalter und -nutzerInnen. „Profitieren“ in einem anderen Sinn könnten letztlich auch Gruppen, die primär auf die Manipulation von IT-Systemen abzielen (Cracker), wenn Sicherheitsüberlegungen nicht von Anfang an diskutiert und umgesetzt würden.

Für die zukünftige Entwicklung dieses Szenarios bräuchte es, neben vielen anderen Punkten, vor allem politischen Gestaltungswillen (diskutierte Aspekte: Änderungen der Bauordnung, Normung, Förderung/Umsetzung von Pilotprojekten im eigenen Verantwortungsbereich etc.), einen kommunizierbaren Nutzen für EndkundInnen (Stichworte: Versorgungssicherheit, geringere Auslandsabhängigkeit, Imagegewinn für Unternehmen etc.), nachvollziehbare und für alle beteiligten Akteure attraktive monetäre Modelle und es müsste der Nutzerkomfort in den Gebäuden sichergestellt werden.

2.4.2 Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik (PV) Erzeugung (BwPV)

Da aller Voraussicht nach sowohl der Verbrauch elektrischer Energie in Gebäuden als auch die Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen in den kommenden Jahren zunehmen wird, wurden die präsentierten Szenarien grundsätzlich als sinnvoll erachtet. Wirtschaftlich relevante Potenziale zur Lastverschiebung wurden allerdings eher bei größeren Gebäuden gesehen, vor allem im großvolumigen Wohnungsbau und bei größeren Bürogebäuden. Im Falle des großvolumigen Wohngebäudebestands würden Lösungen, bei denen mehrere Haushalte gemeinsam mit Strom versorgt werden, bislang durch rechtliche Hürden verhindert. Auch das angedachte Demand Response Szenario wäre von diesen rechtlichen Einschränkungen betroffen.

Daher wurde im Workshop das SubszENARIO „Micro Grid für Bürogebäude“ für eine vertiefende Diskussion ausgewählt. Unter anderem zeigte sich dabei, dass für die Weiterentwicklung von sozial, wirtschaftlich und technisch sinnvollen Lösungen in diesem Bereich folgende Aspekte vorrangig behandelt werden sollten: 1) Fragen der Wirtschaftlichkeit, 2) Fragen der technischen Umsetzung in Form von Gesamtlösungen, 3) rechtliche Fragen sowie 4) Fragen, die sich auf die Anpassung der Technik an die tatsächlichen NutzerInnen und Nutzungen vor Ort konzentrieren.

2.4.3 Micro Grid für Gemeinden (M2G)

Die Nutzung kommunaler Stromverbraucher für Demand Response wurde von den WorkshopteilnehmerInnen – unter der Annahme eines relevanten Anteils an dezentraler/lokaler Stromerzeugung – als eine grundsätzlich sinnvolle Variante angesehen. Zu bedenken wäre bei der weiteren Diskussion dieses Szenarios allerdings, dass (1) zeitlich verschobener Verbrauch bzw. zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht verbrauchte Elektrizität monetär nur schwer abbildbar ist (sein wird) und dass (2) das im kommunalen Einflussbereich befindliche Potenzial zur Verschiebung elektrischer Lasten mengenmäßig beschränkt ist. (Beispiel aus dem Workshop: Der Stromverbrauch der Gemeinde Wien beträgt nur rund etwa 2 % des gesamten Stromverbrauchs der Stadt. Und davon ist wiederum nur ein kleiner Teil tatsächlich für Demand Response nutzbar.)

Das Szenario ist am ehesten interessant für kleinere Gemeinden und Gemeindeverbünde, die selbst Netzbetreiber sind (bzw. Aufwand und Nutzen mit Netzbetreibern ökonomisch abgleichen können) und die gleichzeitig einen hohen Anteil an lokaler und regionaler "Eigenversorgung" mit Elektrizität anstreben. Weniger geeignet ist es hingegen für urbane Zentren, da hier einerseits das Potenzial flexibler Einspeiser beschränkt ist und andererseits die nicht konstant anfallende bzw. nur bedingt prognostizierbare Einspeisung aus regenerierbaren Quellen durch die konstant hohe Grundlast ohnehin verbraucht wird.

Für das Szenario ist schwer vorauszusehen, welche Akteure profitieren würden bzw. welche Akteure eher Nachteile in Kauf nehmen müssten. Die Beurteilung dieser Frage hängt stark von den Rahmenbedingungen ab, vor allem von der zukünftigen Gestaltung von Tarifen und der Entwicklung von Preisen. Außerdem wurde von den Workshop-TeilnehmerInnen zur Zeit kein relevanter Akteur gesehen, der ausreichend motiviert wäre, ein solches Szenario aktiv voranzutreiben – sieht man von der eher seltenen Variante ab, dass die Kommune Eigentümerin des Netzbetreibers und lokalen EVUs ist

und Investitionen in Demand Response mit „ersparten“ Investitionen für den Netzausbau „gegenrechnen“ kann.

Als wichtige Bereiche, in denen grundlegende Änderungen erfolgen müssten, um das hier vorgeschlagene Szenario weiter zu entwickeln, wurden im Workshop identifiziert: die Tarifgestaltung, die politischen Rahmenbedingungen, die Kombination von Demand Response mit lokal verfügbarer ökonomisch vertretbarer Speichertechnologie sowie genormte IKT-Schnittstellen und funktionierende Datenprotokolle.

2.4.4 Wiederverwendung von Elektroautobatterien (BattPark)

In diesem Workshop wurden zunächst die dem Szenario zugrunde liegenden technisch-wirtschaftlichen Annahmen diskutiert. Zentrale Punkte dabei betrafen etwa das Verhältnis von Aufwand und (Energie-)Ausbeute, die im Szenario angenommene Beschränkung auf alte Fahrzeugbatterien (derzeit Li-Ionen), den Erfolg von E-Mobility als Voraussetzung für alle Szenarien, die mangelnde Datenlage (v.a. in Bezug auf die Nutzungsdauer von Batterien in Elektrofahrzeugen, den Planungszeitraum bis zum Jahre 2020 (der als zu kurz angesehen wurde – v.a. weil dadurch größere Entwicklungssprünge in der Batterien-Technik eher nicht Betracht gezogen werden könnten) sowie einige technische Fragen (Bedingungen für den optimalen Betrieb von Fahrzeugbatterien, Simulationsmodelle für die Abnutzung durch die Ladezyklen, Weiterverwendung einzelner Zellen oder ganzer Batterien etc.).

Als besonders kritische Aspekte des Szenarios „Wiederverwendung von Elektroauto-Batterien“ und der damit verbundenen Subszenarien wurden die ausreichende Verfügbarkeit (Zeitraum bis 2020) und die Qualität von gebrauchten Elektroauto-Batterien identifiziert. Dies führte in weiterer Folge zu einer Reformulierung der Ausgangsszenarien, vor allem in Richtung wesentlich kleinerer elektrischer Lasten.

Eine mittelfristig umsetzbare Anwendung für Demand Response könnte sich demzufolge vor allem im Bereich der industriellen Nachnutzung innerhalb der für Hybridfahrzeuge notwendigen Wertstoffkette ergeben, insbesondere bei Fahrzeug- oder Batterieherstellern. Diskutiert wurden hier vor allem Lösungen, bei denen gebrauchte Elektroauto-Batterien mit lokal erzeugter Elektrizität aus erneuerbaren Quellen (PV, Wind) kombiniert werden. Die Abschätzung der sozialen Akzeptanz der verschiedenen, als sinnvoll erachteten Szenarien ergab, dass es zwar – wie bei jeder technischen Innovation – mögliche Gewinner und Verlierer geben würde, ernsthafte Widerstände aus heutiger Sicht jedoch nicht zu erwarten wären.

2.5 Ökonomische Bewertung

Die ausgewählten vier Szenarien wurden ergänzend aus ökonomischen Gesichtspunkten bewertet und in den nachstehenden Unterkapiteln beschrieben.

2.5.1 Kostenschätzung

2.5.1.1 Szenario Building to Grid

Eine generelle Aussage über die Investitionskosten kann nicht getroffen werden da diese stark von dem Technisierungsgrad des Gebäudes abhängt. Tabelle 4 zeigt die für das Projekt abgeschätzten Kosten die zusätzlich zum Smart Grid Controller auftreten können. Die Zahlen sind teils aus dem Projekt GAVE abgeleitet, teils Expertenschätzungen. Prinzipiell sind die minimalen Kosten für hoch technologische Gebäude mit einem ausgeprägten Automatisierungsgrad und vice versa. Instandhaltungskosten sollten bis auf normale Energiekosten kaum anfallen. Eine Reinvestition wurde jedoch bei der ökonomischen Betrachtung mit in Betracht gezogen.

Tabelle 4: Abschätzung der Investitionskosten für das Szenario Building to Grid

Bezeichnung	Min. Investitionskosten	Max. Investitionskosten
Leittechnikausbau	€ 1000	€ 5.000
pro Wärmepumpe	€ 500	€ 2.000

2.5.1.1 Szenario Micro Grid für Gebäude mit PV Anlage

Da sich somit die Kosten für Kleingeräte kaum abschätzen lassen oder auch durch den Markt verzerrt werden könnten konzentriert sich die Kostenabschätzung auf die bereits genannten klassischen Beispiele. Wie aus der Tabelle 5 zu entnehmen ist, ist eine Nachrüstung mit relativ geringem Aufwand möglich. Die Zahlen sind teils aus dem Projekt GAVE abgeleitet, teils Expertenschätzungen.

Tabelle 5: Abschätzung der Investitionskosten für das Szenario Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik (PV) Erzeugung

Bezeichnung	Min. einmalige Kosten	Max. einmalige Kosten
Micro Grid Controller	€ 500	€ 1.500
Nachrüstung	€ 500	€ 1.500

2.5.1.1 Szenario Micro Grid für Gemeinden (M2G)

Die grundlegenden Notwendigkeiten für dieses Szenario wurden im Projekt GAVE behandelt, welches von der FFG gefördert wird. Die Kosten für dieses Vorhaben belaufen sich im speziellen Fall auf rund 10.000 € für etwa 1000 Einwohner[MLG+ 2011]. Eine Skalierung auf größere und auch kleinere Gemeinden sollte problemlos sein.

2.5.1.1 Szenario Wiedereiterverwendung von Elektroautobatterien

Eine grobe Abschätzung wurde in Tabelle 6 getroffen. Die Kosten für Planung und Gebäude wurden nicht berücksichtigt, da diese sehr stark variieren, vor allem in Abhängigkeit des Standortes und der gesetzlichen Auflagen, sowie spezielle bauliche Anforderungen. Ebenso unklar ist ein eventuell notwendiger Netzausbau, bzw. eine neue Netztrasse. Ein partieller oder totaler Ausfall eines solchen Kraftwerkes kommt dem eines kleinen Pumpspeicherkraftwerkes gleich.

Tabelle 6: Abschätzung Kosten Szenario "Weiterverwendung von Elektroautobatterien"

Bezeichnung	Investitionskosten
Microgrid Controller auf Anlagenseite	€ 5.000
Strom/Wechselrichter (je MW, 20 Stk.)	€ 200.000
Leistungstransformator + Netzanschluss (je MW)	€ 100.000

2.5.2 Eigenverbrauchsoptimierung (Beispiel für Szenario BwPV)

Für die Berechnung erwarteter makroökonomischer Effekte als Einnahmen durch Eigenverbrauchsoptimierung wurde das Szenario „Micro Grid für Gebäude mit PV“ gewählt, da die stark steigende Penetration von PV Anlagen und die technisch wenig aufwändige Umsetzbarkeit dafür sprechen. Die Optimierung wurden in MATLAB modelliert und die Rentabilität für einen österreichischen Durchschnittshaushalt berechnet.

Ausgangssituation

Folgende Werte wurden für die Eigenverbrauchsanalyse benutzt (Preise):

- Leistungsbezug: 18 € Cent
- Leistungsabgabe: 8 € Cent
- Verbrauch des Haushaltes: 4.400 kWh
- Ertrag der Solaranlage: 4.400 kWh

Der Verbrauch der Wärmepumpe basiert auf einem normalisierten Profil das auf Außentemperaturen basiert. Dafür wurden historische Temperaturen des letzten Jahres benutzt. Der Verbrauchskoeffizient ist: 300 kWh/K

Ein typisches Höhenprofil für eine PV-Anlage mit 2.200 kWh ist in Abbildung 8 und eine Anlage mit 5.200 kWh Abbildung 9 dargestellt.

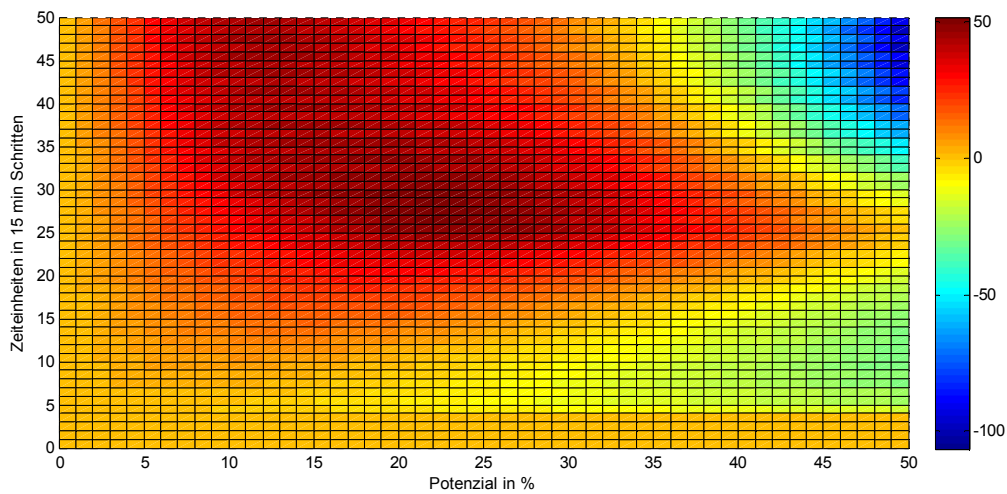


Abbildung 8: Höhenprofil für eine PV-Anlage mit 2.200 kWh

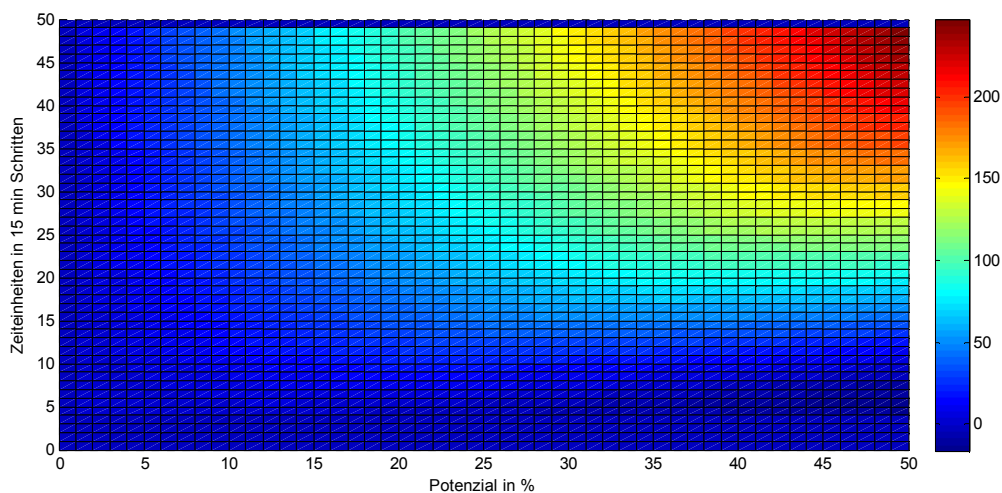


Abbildung 9: Höhenprofil für eine PV-Anlage mit 5.200 kWh

Berechnung

Mit MATLAB wurden für jeden Monat eines Jahres ein Durchschnittsprofil für die Wärmepumpe, den Haushalt und die Solarerzeugung erstellt. Diese wurden mittels eines generischen Verschiebealgorithmus angeglichen und dann dem original gegenüber gestellt. Variiert wurden dabei die Länge der Verschiebung und die prozentuale Höhe der Verschiebung.

Ein Tag ist dabei mit jeweils 96 Werten dargestellt. Eine Verschiebung von 30 heißt damit 30 verschobene Werte innerhalb von 96 Werten.

Eine Prozentuale Verschiebung von 30 ist demnach 30 % der momentanen Leistung.

Die Verschiebung setzt dabei jeweils am Durchbruch zwischen Solarkurve und Lastkurve an. Siehe Abbildung 10 links unten. Erfolgt innerhalb des Tages kein Durchbruch wird keine Verschiebung vorgenommen.

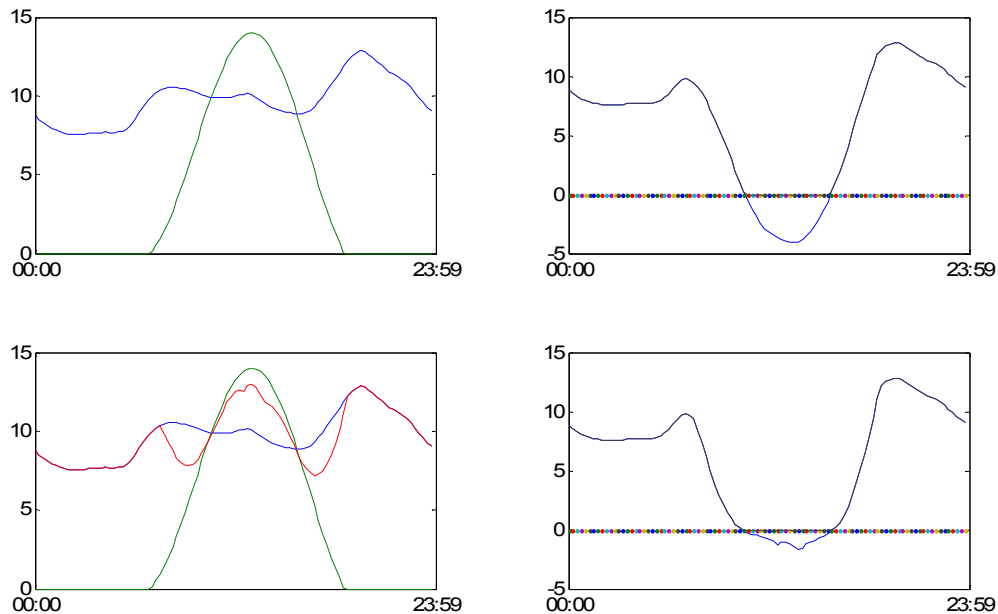


Abbildung 10: Beispielhafte Verschiebung von Wärmepumpe und Haushalt im März

Abbildung 10 zeigt eine Verschiebung für einen durchschnittlichen Tag im März. Die Verschiebung beträgt 25 % und 25 Zeiteinheiten.

Beschreibung der Bilder in Leserichtung:

Blau: H0-Kurve für Haushalte³

Grün: Solarerzeugung⁴

Blau: Einspeisung

Schwarz: Bezug

Blau: H0-Kurve für Haushalte

Grün: Solarerzeugung

Rot: verschobene H0-Kurve

Blau: Einspeisung

Schwarz: Bezug

Optimierung

Die mittels MATLAB erstellten Simulationen ergeben eine über das Jahr variierende Einsparung. Zu bemerken ist, dass die Simulation für jeden Monat ausgeführt wird und dann summiert. Durch die verschiedenen Durchdringungspunkte, bei Addition von Lastkurven, können Verschiebungsergebnisse nicht nach der Simulation addiert werden, sondern müssen gesondert simuliert werden. Die folgenden Bilder zeigen jeweils die Einsparung zum Status Quo an. Die Legende rechts im Bild zeigt die genauen Zahlen in Euro an.

³ <http://www.eon-mitte.com/index.php?parent=9215>; H0

⁴ <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp>; EV0

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

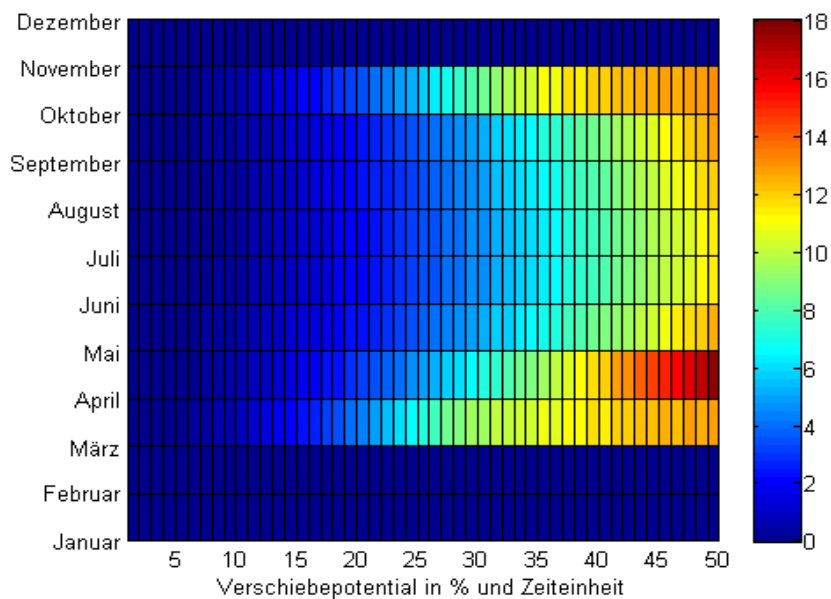


Abbildung 11: Ergebnisse für Haushalt + Wärmepumpe

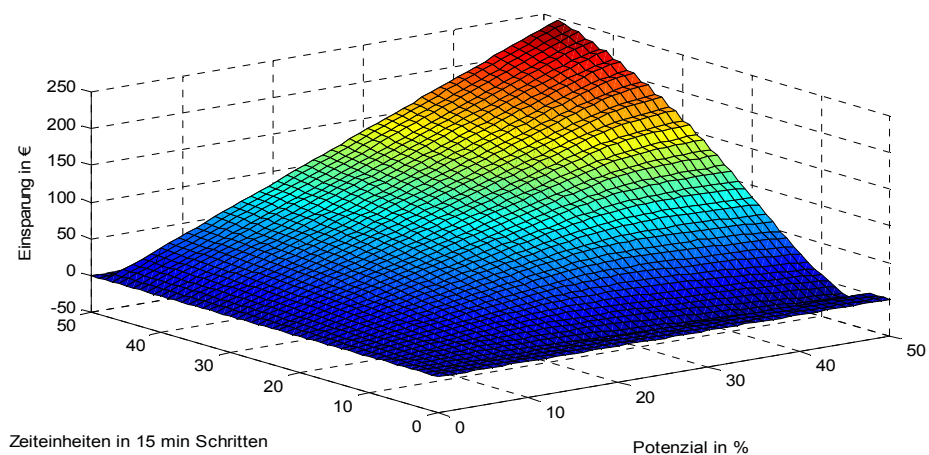


Abbildung 12: 3D-Plot für eine Solaranlagen mit 2.200 kWh

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

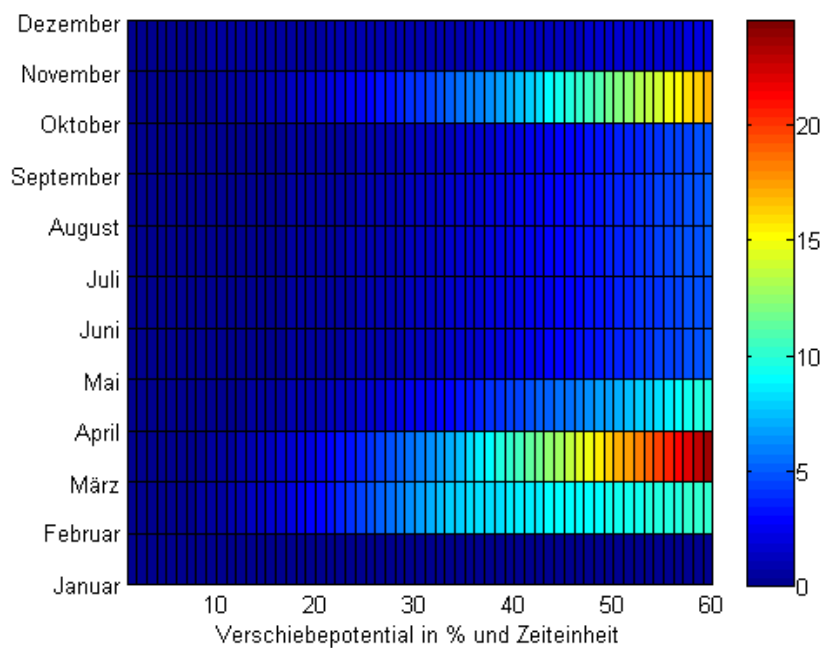


Abbildung 13: Ergebnis für Wärmepumpe

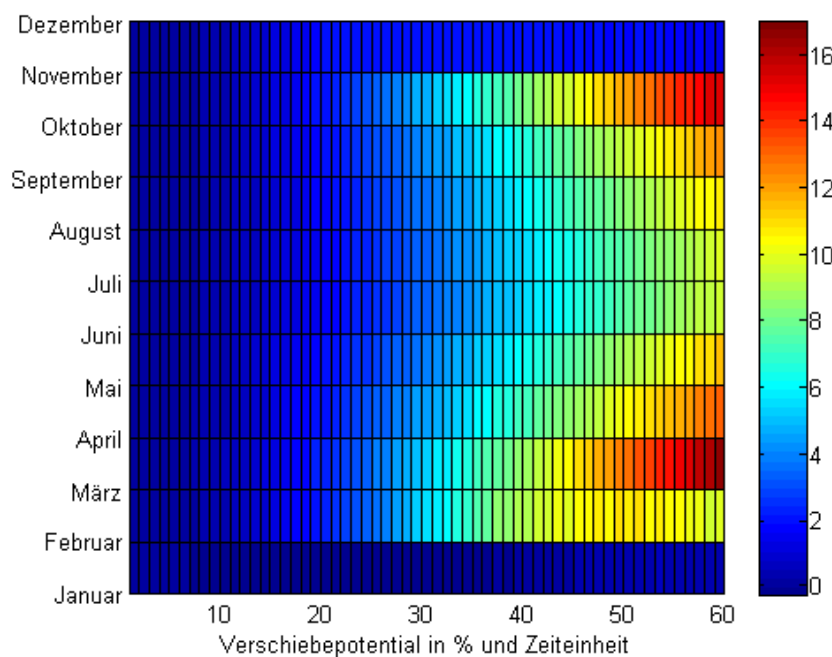


Abbildung 14: Ergebnis für Haushalt

2.5.3 Business Case (Beispiel Szenario Building2Grid)

Für die Durchrechnung eines Business Case wurde beispielhaft das vielversprechende bestehende Szenario Building2Grid gewählt.

Im Mittelpunkt der ökonomischen Betrachtung stand einerseits eine Kapitalwertanalyse mit einem Return On Investment (ROI) nach fünf Jahren, so wie eine Rentabilitätsanalyse mit einem Break-Even unter anderen Szenario-Annahmen, nach 5 Jahren. Annahmen für unterschiedliche Subszenarios wurden konservativ getroffen (zum Beispiel: 10 % oder 5 % Abzinsungssatz, 2,5 %/a Stromkostenanstieg, zusätzliche durchschnittliche Installationskosten von 1.500 €, durchschnittliche Wartungskosten 700 €/a)

Ausschlaggebend ist in diesem Szenario die Größe des Gebäudes bis zu einer Größe, die in dieser Berechnung durch den Jahresstromverbrauch der ENERGYBase dargestellt wird. Ab dieser Größe skaliert der Gewinn linear (vgl. Großkomplex). Nötige 5 % Ersparnis durch automatisierte Lastverschiebung aus dem Szenario Building 2 Grid ist für das AutorInnenteam auch ein realistisch erreichbarer Wert. 25% für Einfamilienhäuser sind unrealistisch, also ist in 5 Jahren kein ROI ohne Vor- oder Crossfinancing der hohen Hardware- und Installationskosten möglich.

In Abbildung 15 ist sehr deutlich zu sehen, dass bei vorgegebenem Return On Investment (ROI) nach fünf Jahren, in allen Szenarien per Definition ein Gewinn erwirtschaftet wird, dass allerdings die dafür benötigte Ersparnis durch das Szenario selbst, stark variiert.

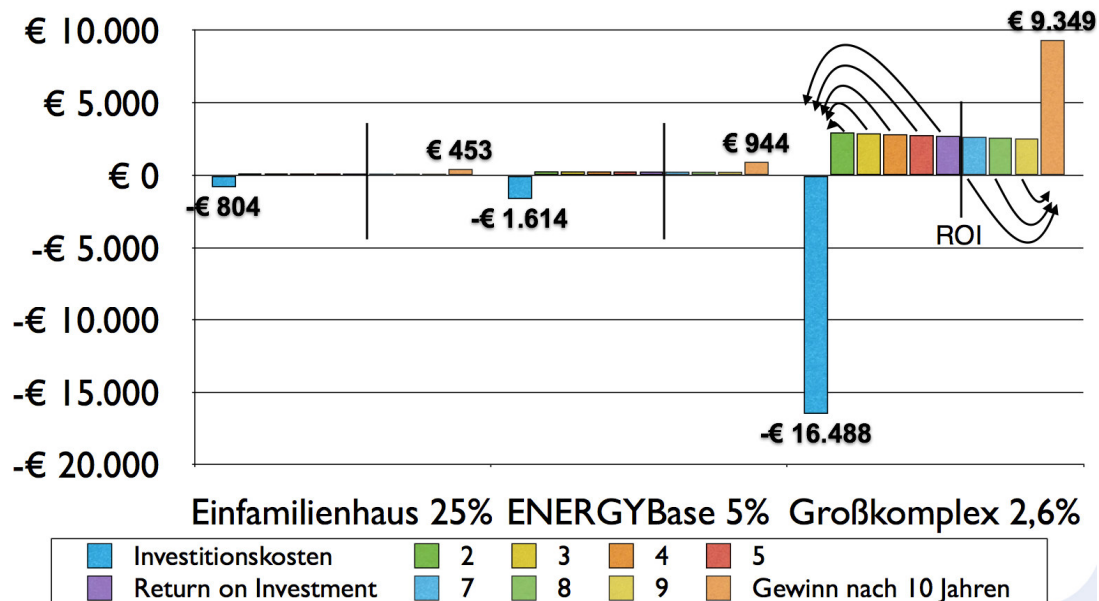


Abbildung 15: Building2Grid - Kapitalwert bei ROI nach 5 Jahren - notwendige Ersparnis variiert je SubszENARIO

In der Rentabilitätsanalyse wurde besonders Wert gelegt auf die Berechnung eines Break-Even Punktes nach 5 Jahren, um herauszufinden ob ein SubszENARIO wirtschaftlich rentabel ist. Die zuvor erwähnten konservativen Annahmen wurden auch in der Rentabilitätsanalyse angewendet. Wie man in Tabelle 7 sehen kann, ist die notwendige Ersparnis die das Lastmanagement erreichen muss für

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

funktionale Gebäude mit 20.000 €/a (Beispielsweise ENERGY Base [PHK+12]⁵) 5 %, für Großkomplexe mit 200.000 €/a Stromverbrauchskosten 2,6 % und für Einfamilienhäuser mit 3000 €/a Stromverbrauchskosten 12% (trotz niedriger angenommenen Wartungskosten von 50 €/a). Unter vielfachen jährlichen Wartungskosten, als auch vielfachen Anschaffungskosten variieren die Ergebnisse stark, sodass eine genauere Klassifizierung der Kostenstellen in einzelnen Pilotprojekten stark zu empfehlen ist.

Als besonderes Ergebnis der linearen Skalierung der Ergebnisse auf die Anzahl der möglichen Gebäude in Österreich je SubszENARIO ist hervorzuheben, dass die höchste Ersparnis, bei einer Einschränkung auf realistische 5 %, durch funktionale Gebäude wie die ENERGYBase erreicht wird. Allerdings kann das Ergebnis durch neuere Zahlen zu Großkomplexen sich wieder zu deren Vorteil verschieben, wie es der höhere Kapitalwert oder Barwert bei 5% Ersparnis vorschlägt.

Tabelle 7: Rentabilitätsanalyseergebnisse unterschiedlicher Sumszenariokonfigurationen

Discounted Cashflow: Abzinsungssatz: 5% Subszenarios:	Einfamilienhaus	ENERGYBase	Großkomplex
Micro Grid Controller Kosten (Industrie PC Lüfterlos)	€ 500,00	€ 500,00	€ 500,00
Sensoren und Aktoren Kosten (inkl. Installation)	€ 500,00	€ 1.500,00	€ 20.000,00
Verbrauchskosten / a	€ 800,00	€ 20.000,00	€ 200.000,00
Erwartete Wartungs- und Betriebskosten / a	€ 50,00	€ 700,00	€ 2.000,00
Anstieg Stromkosten / a	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Inflation / a	2,06 %	2,06 %	2,06 %
Verlust vom Neukaufpreis nach 10 Jahren	90,00 %	90,00 %	90,00 %
Anzahl möglicher Gebäude in Österreich je SubszENARIO	1.000.000	10.000	100
Notwendige Micro Grid Controller Effektivität (Ersparnis) für Break-Even (Return On Investment - ROI) nach 5 Jahren	25,76 %	5,03 %	2,59 %
Kosten im 1. Jahr	€ 1.050	€ 2.700	€ 22.500
Barwert der Kapitalrendite	33 %	12 %	26 %
Kapitalwert bei ROI in 5 a	€ 453	€ 944	€ 9.349
Gewinn bei ROI in 5 a	€ 859	€ 1.785	€ 17.624
Anzahl notwendiger Gebäude für vergleichbaren Gewinn	21	10	1
Kapitalwert bei 5% Ersparnis	-€ 20.345	-€ 8.972	-€ 50.572
Kapitalwert bei ROI in 5 a und in allen Gebäuden	€ 453.058.663	€ 9.485.652	€ 928.601
Kapitalwert bei 5% und in allen Gebäuden	-€ 968.825.177	-€ 8.971.718	-€ 5.057.204

⁵[PHK+12] Klaus Pollhammer, Christian Hettfleisch, Friederich Kupzog, Brigitte Bach und Karl Ernst Ambrosch. Balancing Energy Demand with Buildings. Endbericht, BM- VIT - Haus der Zukunft, 2012.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Neben Analyseergebnissen und der Bewertung der vielversprechendsten Szenarios wurden drei Arten von Empfehlungen ausgearbeitet. Erstens allgemeine Empfehlungen, die eine Vielfalt und Kombination an ökologisch sinnvollen Szenarios als notwendig erachten. Zweitens Empfehlungen, die vor allem an Politik und Fördereinrichtungen gerichtet sind und die im Wesentlichen auf ein Gesamtsystem abzielen, in dem Last Management als ein wichtiges Element gesehen wird. Drittens, Empfehlungen, die den dringenden Forschungsbedarf wie praxisnahe Pilotprojekte zur Weiterentwicklung der Szenarios, Preise, Tarife, ökonomischer Bewertung von Lastmanagement und Vorschläge zu den einzelnen Szenarios betreffen.

Das Umweltpotenzial der vier ausgewählten Szenarien wurde in Form einer Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment LCA) untersucht und hat ergeben, dass jedes betrachtete Smart Response Szenario einen positiven Umweltbeitrag liefern kann. Bei einer kombinierten Umsetzung als Bündel der vorgeschlagenen Maßnahmen aus unterschiedlichen Szenarien (inklusive der nicht detailliert betrachteten) kann dieser positive Effekt deutlich verstärkt werden. Die durchgeführte Ökobilanzierung für das Szenario Wiederverwendung von Elektroautobatterien hat das höchste Umweltpotenzial ergeben, gefolgt von den beiden Szenarien Building to Grid und Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik. Das niedrigste Resultat stellte das Szenario Micro Grid für Gemeinden dar. Hierbei muss betont werden, dass dieses Ergebnis stark von den getroffenen Annahmen und untersuchten Prognosen abhängig ist und sich gegebenenfalls bei künftig geänderten Rahmenbedingungen ändern kann. Die wesentlichste Aussage aus der Umweltbetrachtung ist, dass Smart Response Strategien eine aus der Umweltsicht durchaus sinnvolle Maßnahme darstellen.

Im Zuge der ökonomischen Betrachtung wurde eine Analyse der Ausgaben für jedes Szenario durchgeführt, erwartete makroökonomische Effekte als Einnahmen des Szenarios „Micro Grid für Gebäude mit PV“ wurden modelliert und die ökonomische Rentabilität des Szenarios „Building to Grid“ und des Break-Even Punkts unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gebäudegrößen wurden berechnet. Daraus abgeleitet wurden Kategorien derzeitig potentieller IndustriepartnerInnen genannt.

Auf der Ausgabenseite schlagen besonders Infrastrukturkosten zu Buche, während Einnahmen je Szenario aus unterschiedlichen Geschäftsbereichen kommen können: Bilanzgruppen ausgleichen, Eigenverbrauch optimieren, Netzausbau vermeiden, Energiehandel betreiben und Zusatznutzen generieren. Der mit der Discounted Cashflow Methode durchgerechnete Business Case eines vielversprechenden, bestehenden Szenarios (siehe Rentabilitätsanalyse B2G) zeigt dass für ein Return on Investment nach 5 Jahren in Gebäuden mit Jahresstromverbrauch von 200.000 kWh, eine Einsparung von realistisch 5% möglich sind. In dem Einnahmemodell durch Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaikanlagen mit 4.400 kWh konnte ein Break-Even erst nach 13 Jahren erreicht werden, wobei unvorhersehbare Synergieeffekte und konservative Annahmen eine Quantifizierung erschweren.

Eine weitere Schlussfolgerung aus den Projektergebnissen ist die abschließende Bewertung der ausgewählten Szenarien, die in der Tabelle 8 zusammengefasst ist.

Tabelle 8: Abschließende Bewertungsergebnisse der Szenarien

Kategorie	Gebäude PV	B2G	Gemeinden	Batterien
Ökologisches Potential	★★★★★	★★★★★★	★★★★★★	★★★★★★
Lastmanagement Potential	★★★★★	★★★★★★	★★★★★★	★★★★★★
Marktpotential	★★★★★	★★★★★★	★★★★★★	★★★★★★
Soziale Akzeptanz	★★★★★	★★★★★★	★★★★★★	★★★★★★
Forschungsbedarf	★★★★★	★★★★★★	★★★★★★	★★★★★★
Sicherheit der Annahmen	★★★★★	★★★★★★	★★★★★★	★★★★★★

3.1 Strategische Empfehlungen auf Basis der Szenarienbewertung

Die im Folgenden zusammengestellten Empfehlungen beziehen sich auf die im Projekt entwickelten und für die weitere Analyse ausgewählten Szenarien. Berücksichtigt wurden darüber hinaus die im Projekt vorgenommenen verschiedenen Bewertungen (ökologisch, technisch und ökonomisch) sowie die Diskussionen in den vier Stakeholder- und ExpertInnenworkshops und dem abschließenden Empfehlungsworkshop.

Für die Formulierung der Empfehlungen wurden einige Grundannahmen getroffen, die sich auf politische Zielsetzungen und einige (zum Teil daraus resultierende) allgemeine Anforderungen an eine zukünftige Strominfrastruktur ergeben. Konkret sind wir davon ausgegangen, dass

- die im Bereich der Stromproduktion anfallenden CO₂-Emissionen reduziert werden sollen;
- der Anteil erneuerbarer Energieträger im Bereich der Stromproduktion in den kommenden 10 bis 20 Jahren signifikant erhöht werden wird;
- die Einspeisung erneuerbar erzeugten Stroms zentral aber in zunehmendem Ausmaß auch durch viele kleine, dezentrale Erzeuger erfolgen wird;
- der künftige Bedarf an Elektrizität im Vergleich zu heute (2012) eher zu- als abnehmen wird;
- für das Stromnetz aus den bisher genannten Bedingungen sowohl ein Balance- als auch ein Netz-Engpass resultieren wird, für deren Lösung die Empfehlungen für Smart Response Lösungen Beiträge leisten sollen.

Allgemein gesagt zielen die Empfehlungen aus dem Projekt darauf ab, in Zukunft besser mit einem sinkenden Anteil steuerbarer Erzeugung und mit der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Quellen in den unteren Netzebenen umgehen zu können.

Allgemeine Empfehlungen

Die vorgestellten Szenarien ergänzen einander: Kein Szenario hat alleine das Potenzial, wesentlich zur Vermeidung von Netz- und Balanceengpässen beizutragen. Wer auf Demand Response setzt, muss eine Vielfalt von Szenarien bzw. Kombinationen von Szenarien unterstützen.

Die vier ausgewählten Szenarien werden für weitere F&E-Untersuchungen empfohlen und haben aus Sicht der AutorInnen Umsetzungspotenzial in den nächsten 10 Jahren. Für die konkrete Realisierung von Demand Response wird es notwendig sein, situationsbedingtes Planungswissen zu erarbeiten (siehe Forschungsbedarf), um, z.B. je nach Gebäudetypologie und vorhandener technischer Ausstattung, ökologisch und ökonomisch sinnvolle Varianten anbieten zu können. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass der Erfolg von Demand Response wesentlich von der Verbreitung und Marktdurchdringung von Installationen abhängt. Dies erfordert wiederum koordiniertes Vorgehen auf politischer und unternehmerischer Ebene.

Ökologie: Aus ökologischer Sicht schneiden alle vier Szenarien positiv ab, das heißt, der unmittelbare CO₂-Einsparungseffekt übersteigt deutlich den zusätzlichen Aufwand. Die Empfehlung ist daher, alle vier Ansätze inhaltlich weiter zu verfolgen und Anreize für die Umsetzung aller vier Szenarios bzw. von Kombinationen mit anderen Ansätzen zu setzen.

Systemsicht: Lastmanagement wird nur in Form von sozio-technischen Systemen funktionieren, d.h. relativ viele Faktoren müssen in sinnvoller Weise zusammenspielen, damit Demand Response die gewünschten positiven Effekte erbringen kann. Eine einseitige Optimierung, etwa der dafür notwendigen Technik oder unterstützender Rahmenbedingungen, wird als wenig zielführend angesehen. Primär soll daher die Weiterentwicklung möglichst umfassender Szenarien im Mittelpunkt stehen, als ein Prozess, in dem verschiedene Elemente (Technik, Preise, rechtliche Rahmenbedingungen, Geschäftsmodelle, Nutzeransprüche etc.) parallel und in gegenseitiger Abstimmung optimiert werden. Anforderungen an einzelne Elemente dieser Szenarien sollen primär aus Sicht der Gesamtsysteme definiert werden. Nach Einschätzung der ExpertInnen des Abschlussworkshops fehlt es bislang am ehesten an der Entwicklung und Integration robuster Geschäftsmodelle, in denen unterschiedliche Kosten- und Preisstrukturen angenommen und getestet werden. Ein weiter Vorschlag zielte darauf ab, in einem nächsten Schritt Erfahrungen mit Lösungen zu sammeln, in denen nur sehr wenige Akteure involviert sind, beispielsweise mit nur zwei PartnerInnen oder mit Lösungen, in denen intermediäre Organisationen den Koordinationsaufwand zwischen mehreren PartnerInnen reduzieren (z.B. Aggregatorenmodelle). Ein weiterer, ebenfalls wichtiger Punkt, bezieht sich auf die technischen Voraussetzungen für Demand Response, etwa auf Gebäude- oder Infrastrukturebene. Hier sollten Maßnahmen ergriffen werden, um eine spätere Nachrüstung auf Demand Response vorzubereiten und mögliche hohe Zusatzkosten in Zukunft zu vermeiden (Stichwort: „Zukunftstauglichkeit der Strominfrastruktur“).

Empfehlungen für Entscheidungsträger in Politik, Industrie und Gewerbe

Bepreisung von Demand Response: Um realistische Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung der hier untersuchten Szenarien zu schaffen, müssen die Grundlagen für eine Bepreisung von Demand Response geschaffen bzw. verbessert werden. Eine eindeutige Zuordnung von Kosten und Erlösen ist bislang oft schwierig, insbesondere bei Ansätzen, die auf Netzstützung abzielen. Zwar sind die Investitionen für Netzausbau, die durch Demand Response verzögert oder vermieden werden können, relativ hoch, die Assoziation dieser Spareffekte mit den Investitionen, die für die Realisierung von Demand Response-Möglichkeiten notwendig sind, ist allerdings nur schwer zu beziffern. Hier sollten nachvollziehbare Grundlagen für eine bessere Zuordnung

geschaffen werden. Das bisherige Marktsystem blendet die physikalischen Beschränkungen des Netzes weitgehend aus. Um den Netzausbau zu berücksichtigen, sollte eine Methode entwickelt werden, die es ermöglicht, eingesparte Netzausbaukosten durch Demand Response oder umfassendere Smart Grid-Ansätze (etwa über die Kombination von Demand Response und Erzeugungsmanagement) zu beziffern.

Praxisnahe Pilotprojekte: Zur weiteren Konkretisierung der hier vorgeschlagenen Szenarien sind möglichst praxisnahe Pilotprojekte von großer Bedeutung. Dabei können besonders aussichtsreiche Varianten getestet und weiterentwickelt werden. Bei den meisten hier näher untersuchten Szenarien gibt es mehrere offene bzw. ungelöste Fragen und selbst für eine experimentelle Umsetzung bedarf es bereits relativ komplexer Akteurskonstellationen. Ein wichtiger Schritt wäre, die Weiterentwicklung von Demand Response Szenarien in möglichst realistischen Anwendungskontexten zu platzieren („Raus aus der Forschung“), auch wenn sich Projekte betriebswirtschaftlich noch nicht gewinnbringend darstellen lassen. D.h. aber auch, dass dafür längerfristige Fördermodelle angeboten werden sollten und/oder es umso wichtiger wäre, wirtschaftlich potente Unternehmen oder Gebietskörperschaften als ProjektpartnerInnen zu gewinnen.

Vernetzungsplattform: Anzudenken wäre auch die Einrichtung einer Plattform zur Koordination und Vernetzung von Aktivitäten wichtiger Akteure, die zur Weiterentwicklung verschiedener Demand Response Szenarien notwendig sind. Eine Plattform (oder beispielsweise Subplattform der bereits bestehenden Smart Grid Initiative) könnte auch dazu beitragen, dass sich zentrale Akteure, d.h. vor allem Akteure, die Demand Response als Geschäftsfeld aufgreifen wollen, herausbilden. Plattformen sollten allerdings nicht technologiezentriert sein, sondern auch relevante AnwenderInnen aus aussichtsreichen Nischen (Pilotanwender) und Rahmensetzer umfassen. Eine Vernetzungsplattform könnte unter anderem dazu genutzt werden, die Entwicklung praxisnaher Pilotprojekte voranzutreiben oder Vorschläge zur Zukunftstauglichkeit der Strominfrastruktur mit besonderer Berücksichtigung von Demand Response auszuarbeiten.

Intermediäre Akteure: Nachdem die weitere Entwicklung von Demand Response wesentlich vom Aufbau von umsetzungsorientierten Kooperationen und komplexeren Netzwerken abhängen wird, sollten intermediäre Akteure, die imstande sind, diese Vernetzung und Abstimmung von Interessen zu leisten, unterstützt werden. Dabei geht es nicht unbedingt um die Etablierung neuer Akteure, vielmehr könnten bereits bestehende Strukturen genutzt werden. Beispiele dafür sind etwa die Landesenergieagenturen, die in das Thema involvierte Kammern oder die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, aber auch die Strukturen der 85 österreichischen Energiemodellregionen könnten dafür genutzt werden.

Speicherdimensionierung: Wasserspeicher (in Kombination mit Wärmepumpen zur Gebäudeheizung oder Lüftungsanlagen im Passivhausbereich) sollten so dimensioniert sein, dass die Wärmepumpe in Sommermonaten nur in der aktiven Zeit der PV-Anlage arbeitet. Diese Empfehlung fällt ebenfalls unter das Stichwort „Zukunftstauglichkeit“. Bevor konkrete Empfehlungen, etwa über die Innungen, ausgesprochen werden können, wäre es hier jedoch notwendig, einen Marktüberblick über die derzeit üblichen Produkte zu erstellen konnte im Rahmen dieses Projekts nicht abgedeckt werden). Generell kann hervorgehoben werden, dass größere thermische Speicher (z.B. Wasserboiler) auch mehr Potenzial zur zeitlichen Verschiebung von elektrischen Lasten bieten.

Förderung von Paketlösungen: Elektrische Lastverschiebung und die Fähigkeit dazu (sei es durch dezidierte Speicher oder Demand Response Maßnahmen) sollte in den Förderbestimmungen für erneuerbare Energien berücksichtigt werden, da sich beide Elemente eng bedingen. Die Optimierung des Eigenverbrauchs bei Gebäuden mit lokaler Erzeugung ist vor allem durch große Verbraucher möglich. Die Empfehlung ist, dass PV-Anlagen gemeinsam mit Wärmepumpen zur Heizung von Gebäuden als „Paket“ gefördert werden sollten, mit der Auflage, dass Demand Response betrieben wird. Hier ist eine Abstimmung von Einzeltechnologieförderprogrammen und Wohnbauförderungsrichtlinien sinnvoll.

Geräteintegration: Es sollten offene Kommunikationsstandards (herstellerunabhängig) zur Vernetzung von Geräten geschaffen werden, die an der Eigenverbrauchs-Optimierung beteiligt sind (Wechselrichter, Wärmepumpe, Home-Ladestation für Elektrofahrzeuge etc.). Zum Beispiel sollte eine Wärmepumpe bereits die technischen Voraussetzungen eingebaut haben, um mit einer PV-Anlage kommunizieren zu können. Eine technische Option dafür wäre die Übertragung von Daten über den Nulldurchgang.

Rechtslage: Die Einspeisung einer größeren Anzahl von Privathaushalten (großvolumiger Wohnungsbau) ist an sich sinnvoll, aber ein intermediärer Akteur müsste einen Rechtskörper bilden und als Anbieter oder Vermittler auftreten. Bei derzeitiger Rechtslage gibt es hier Probleme. Im Rahmen eines Pilotprojektes sollte gezeigt werden, wie dies zu lösen oder zu umgehen wäre. Dabei könnte auf Erfahrungen aus dem Bürogebäudebereich zurückgegriffen werden, wo es bereits rechtliche Sonderstellungen gibt, wie etwa beim Milleniumstower in Wien, wo der Gebäudeerhalter als Stromlieferant auftritt.

Empfehlungen für Entscheidungsträger in Forschung und Entwicklung

Speichervielfalt: Es sollten die nötigen Voraussetzungen geschaffen werden, um auch andere thermische Speichermöglichkeiten in Gebäuden für Demand Response nutzen zu können (Wandheizung, Betonkernaktivierung, Bodenheizung etc.). Auch zukünftige Speichertechnologien (z.B. Latentwärmespeicher) und neue Kombinationen bereits bekannter Technologien (z.B. Kombination von thermischer Solartechnik und Wärmepumpe) sollten dabei berücksichtigt werden.

Effiziente Batterienachnutzung: Wenn in Zukunft eine deutlich höhere Anzahl von Hybrid- und Elektrofahrzeugen verfügbar ist, damit also aus dem Automobilbereich mehr gebrauchte Batterien zur Verfügung stehen, sollten diese möglichst intensiv, auch für Demand Response, genutzt werden.

F&E - Bedarf beim Szenario Microgrid für Gebäude mit PV Anlage: Bedarf besteht vor allem bei komplexeren, größeren Gebäuden (integrierte Planung, Gesamtoptimierung, Energieeffizienz, Erzeugung plus Lastverschiebungspotenziale, technische Voraussetzungen und Planungsrichtlinien, rechtliche Fragen) Erfahrungen mit konkreten Pilotprojekten (Neubau) zur Anwendung und Evaluierung integrierter Planung, eventuell in Kombination mit Szenario Building2Grid, hier wären auch neue rechtliche Lösungen zu testen (Gruppenanlagen). Lösungen in kleineren Gebäuden mit kleiner PV-Anlage sind bei geringem Forschungsbedarf, technisch relativ leicht zu realisieren.

F&E - Bedarf beim Szenario Gebäude im Smart Grid: Bedarf besteht auf der Gebäudeebene (Integrierte Planung, Gesamtoptimierung funktionaler Gebäude, Energieeffizienz plus Lastverschiebungspotenziale, technische Voraussetzungen und Planungsrichtlinien)

Es fehlen Erfahrungen mit konkreten Pilotprojekten (Neubau) zur Anwendung und Evaluierung integrierter Planung, eventuell in Kombination mit Szenario Gebäude PV.

F&E - Bedarf beim Szenario Gemeinden im Smart Grid: (Weitere) Pilotprojekte in Regionen mit hohem Anteil an erneuerbarer Stromproduktion zur Entwicklung sinnvoller Gesamtlösungen sollten vorangetrieben werden. Schwerpunkte, unter anderem die Klärung offener technischer Fragen (Datenprotokolle, Integration von Speichertechnologien etc.) und die Entwicklung tragfähiger Kooperationsmodelle (Vertragsmodelle, Geschäftsmodelle, Aufteilung von Kosten und Nutzen, Tarife) sollten dabei gesetzt werden.

F&E - Bedarf beim Szenario Nachnutzung von Elektroauto-Batterien: Das Szenario und evtl. Subszenarios sollten parallel mit Auf- und Ausbau von Autobatterie-Sammelsystemen (aus Hybrid- und Elektrofahrzeugen) verfolgt werden.

Ein mögliches Forschungs- und Demonstrationsprojekt zum Thema Eigennutzung in Kooperation mit beispielsweise Produktionsanlagen der Autoindustrie wäre sinnvoll.

4 Ausblick und Empfehlungen

Die Umsetzung hier vorgestellter oder weiterer Lastmanagement Szenarien in Modelle und Komponenten elektrischer Energieversorgungssysteme, ist eine wichtige Basis für intelligente Stromnetze der Zukunft. Das Projekt Smart Response zeigt, dass durch eine systematische Herangehensweise eine Vielzahl an neuen Szenarien gefunden werden konnten. Alle in diesem Bericht ausführlich behandelten Szenarien zum verbraucherseitigen Energiemanagement, weisen auch bei pessimistischen Annahmen einen ökologischen Benefit aus, der die Kosten um jeweils ein Vielfaches überwiegt.

Außer Frage steht, dass derzeit eine signifikante Erhöhung des Anteils zentraler und dezentraler, erneuerbarer Einspeisung unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit mit dem Ziel der CO₂-Reduktion stattfinden soll. Ohne Einführung von verteilten Speichern durch intelligentes Lastmanagement, ist diese Situation Paradox. Früher folgte die Erzeugung dem Verbrauch, aber heute nimmt der Anteil an steuerbarer Erzeugung ab und es kommt zu Balance-Engpässen (Beispiel Deutschland: Erzeugungsleistung 2005 130GW, davon 100GW steuerbar und 2020 160GW, davon 80GW steuerbar [dena2010]). Früher gab es nur zentrale Erzeugung und verteilte Lasten, heute findet Erzeugung auch in den unteren Netzebenen statt und es kommt zu Netzenspässen (Beispiel Österreich: Großes Walsertal, 30% Erhöhung der Starklast und trotzdem sind 30%, 70% oder 85% Einsparungen bei einem Ausbau mit einer von drei unterschiedlichen Smart Grid Technologien im Vergleich zu konventioneller Netzverstärkung möglich [BLB+10]).

Es werden drei Arten Empfehlungen gegeben. Erstens allgemeine, die eine Vielfalt und Kombination an ökologisch sinnvollen Szenarios als notwendig erachten. Zweitens Empfehlungen, die sich vor allem an Politik und Fördereinrichtungen wenden und auf eine Verbesserung der Rahmenbedingungen integrierte Last Management Lösungen abzielen. Dabei ist es von großer Bedeutung, dass Last Management als ein Element in einem größeren Systemzusammenhang gesehen werden und dass es dafür notwendig ist, Plattformen für den Austausch und die Koordination von Akteuren zu schaffen. Drittens werden Empfehlungen formuliert, die sich mit dem weiteren Forschungsbedarf auseinandersetzen. In diesem Bereich geht es etwa um praxisnahe Pilotprojekte zur Weiterentwicklung der Szenarios, Preise und Tarifsysteme, ökonomische Bewertungen von Lastmanagement oder um spezifische Vorschläge zu den einzelnen Szenarien.

Das Projekt liefert damit eine Grundlage für weitere Projekte und die Möglichkeit, diese evidenzbasiert einschätzen zu können. Die Ergebnisse sollen nicht nur als Anstoß neuer Projektideen dienen, sondern auch EntscheidungsträgerInnen aus Politik und Wirtschaft durch Empfehlungen eine Argumentationsbasis bilden, zukünftige Investitionen in Smart Grid Lastmanagement zu rechtfertigen.

Literaturverzeichnis

[ABB 2011]	Produktdatenblatt-Megawatt-Station PVS800-MWS 1 MW; ABB 2011
[Auer 2005]	H. Auer, et al.; Modellierung von Kraftwerksbetrieb und Regelenergiebedarf bei verstärkter Einspeisung von Windenergie in verschiedene Energiesysteme unter Berücksichtigung des Lastmanagements; BMVIT 2005
[Biermayr 2011]	P.Biermayr, et al.; Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2010; BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung; 2011
[BLB+ 2010]	H. Brunner, A. Lugmaier, B. Bletterie, H. Fechner und R. Bründlinger. DG DemoNetz – Konzept.Bericht, Österreichisches Forschungs- u.Prüfzentrum Arsenal, 12 2010.
[Brous 2007]	J. Brous, TA. Carlon, DP. Chassin et al., Part II. Grid FriendlyTM Appliance Project, Pacific Northwest GridWiseTM Testbed Demonstration Projects, U.S. Department of Energy, 2007
[Dalheimer 2011]	M. Dalheimer, Power to the People, Bericht 200 (2011) Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik, 2011
[Dena 2010]	Dena Netzstudie II. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 11 2010.
[HKP 2011]	Hettfleisch, C.; Kupzog, F.; Pollhammer, K., 2011, Balancing Energy Demand with Buildings, Schriftenreihe 29/2012, bmvit, Wien/Austria
[Kabisch 2010]	S. Kabisch, J. Heuer, Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids, First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, November 2010
[Kupzog 2008]	F. Kupzog, M. Meisel, K. Derler, et al., Integral Resource Optimization Network Concept, Bericht für FFG; 2008; p 169
[Kupzog 2011]	F. Kupzog, H.J. Bacher, M. Glatz, et.al. Architectural Options for Vehicle to Grid Communication, E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, Austria: Springer Wien, Feb. 2011
[MLG+ 2011]	M. Meisel, T. Leber, T. Gamauf, et al. Preparations for Demand Response on a Municipal Level, IEEE Africon 2011
[MLO+11]	Meisel, M.; Leber, T.; Ornetzeder, M.; Stachura, A.; Schiffleitner, A. et al. [...] (2011) Smart Demand Response Scenarios., Proceedings of the 10th IEEE Africon (Zambia, 2011), S. 1033-1038.
[OSR 2010]	Ornetzeder, M., Schreuer, A. and Rohrer, H., 2010, Auf der Suche nach nachhaltigen Anwendungsformen der Brennstoffzellentechnologie: Erfahrungen mit Constructive Technology Assessment, in: Aichholzer, G., Bora, A., Bröchler, S., Decker, M. and Latzer, M. (Eds): Technology

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	Governance: Der Beitrag der Technikfolgenabschätzung, Berlin: edition sigma, 271-278.
[Piette 2008]	M.A. Piette, S. Kiliccote, G. Ghatikar Design and Implementation of an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure, LBNL Paper 63665, 2008
[Pötscher 2012]	F. Pötscher, et al.; Elektromobilität in Österreich Szenario 2020 und 2050; Report REP-0257 Umweltbundesamt 2010
[Sauter 2011]	F. Kupzog, T. Sauter, K. Pollhammer: IT-enabled Integration of Renewables: A Concept for the Smart Power Grid, EURASIP Journal on Embedded Systems, vol. 2011
[Schrammel 2011]	Schrammel, Gerdenitsch, Tscheligi, HCI Systems for Sustainable Energy-Management, CHI 2011 Workshop: Sustainable Interaction Design in Professional Domains, Austria, 2011
[Schwingshackl 2009]	M. Schwingshackl; Simulation von elektrischen Fahrzeugkonzepten für PKW; TU-Graz 2009
[Stanzer 2010]	G.Stanzer et al.; REGIO Energy -Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020; BMVIT Forschungsprojekt im Rahmen des Strategieprozesses ENERGIE 2050; 2010
[Statistik Austria 2008]	Statistik Austria: http://www.statistik.at
[Uni Siegen 2012]	Uni Siegen; Webpublikation: http://wiki.zimt.uni-siegen.de/fertigungsautomatisierung ; letzter Aufruf: 2012-09-20
[ZAMG 2011]	ZAMG Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik; http://www.zamg.ac.at/cms/de/aktuell ;
[Dietrich 2010]	D. Dietrich, ComForEn2010 – Kommunikation für Energienetze der Zukunft. Vom aktiven Verteiler zum Smart Grid., Band 57 Wels, Österreich: OVE-Schriftenreihe, 29.Sep 2010 (ISBN-Nr. 978-3-85133-061-8)

5 Kontaktdaten

Projektleiter:

Andreas Schiffleitner
KERP Center of Excellence
Electronics & Environment GmbH
Member of iPoint Group

Adresse:

Tech 21
Ignaz-Köck-Strasse 10 / Top 3.04
A – 1210 WIEN

Tel.: +43 1 272 0370 14

Email: andreas.schiffleitner@kerp.atInstitut/Unternehmen

Webseite:

<http://energyit.ict.tuwien.ac.at/index.php/de/projekte/smartresponse>

Projektpartner

ICT – Institut für Computertechnik
Technische Universität Wien
DI (FH) Thomas Leber

Tel.: +43 1 58801 38467

Email: leber@ict.tuwien.ac.at

ITA – Institut für Technikfolgen-Abschätzung
Österreichische Akademie der Wissenschaften
PD Mag. Dr. Michael Ornetzeder

Tel.: +43 1 51581 6589

Email: michael.ornetzeder@oeaw.ac.at

IMPRESSUM

Verfasser

Institute of Computer Technology, TU Vienna
Gußhausstraße 27-29/384/CA0218
1040 Wien
Tel: +43 1 58801 38467
Fax: +43 1 58801 38499
Web: energyit.ict.tuwien.ac.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

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

Projektpartner und AutorInnen

Institute of Computer Technology, TU Vienna
– Marcus Meisel
– Thomas Leber
– Friederich Kupzog
– Klaus Pollhammer

Institute of Technology Assessment,
Austrian Academy of Sciences
– Michael Ornetzeder
– Julia Haslinger
– Jaro-Sterbik-Lamina
– Petra Wächter

KERP Research Elektronik & Umwelt GmbH
Dipl.-Ing.(FH) Andreas Schiffleitner
– Marek Stachura

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