

# IEA Implementing Agreement Demand Side Management Task 16: Energieeffizienz- und Demand Response Dienstleistungen

Arbeitsperiode 2013 – 2015

C. Amann  
B. Papousek  
R. Ungerböck  
J. W. Bleyl

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 35/2016

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

IEA Implementing Agreement  
Demand Side Management Task 16:  
Energieeffizienz- und Demand  
Response Dienstleistungen  
Arbeitsperiode 2013 – 2015

DI Christof Amann  
e7 Energie Markt Analyse GmbH

DI Boris Papousek, DI Reinhard Ungerböck  
Grazer Energieagentur GmbH

DDI Jan W. Bleyl  
Energetic Solutions

Graz, April 2013

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**

**IEA** FORSCHUNGS  
KOOPERATION

Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at) gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	4
Kurzfassung / Abstract .....	7
1. Einleitung.....	11
1.1. Allgemeine Einführung in die Thematik .....	11
1.2. Motivation des Projekts .....	12
1.2.1. Im Allgemeinen: Bedarf nach Verbreitung von Ergebnissen und Erfahrungsaustausch zwischen EDL-Stakeholdern .....	12
1.2.2. Im Speziellen: Bedarf nach einem (Energie-) Dienstleistungsansatz für Demand Response .....	13
1.3. Stand der Technik im Forschungsgebiet .....	14
1.4. Vorarbeiten zum Projektthema .....	16
1.5. Beschreibung der Projektarbeitspakete .....	19
1.5.1. Arbeitspaket 1: Marktgängige Geschäftsmodelle für Demand Response Dienstleistungen .....	19
1.5.2. Arbeitspaket 2: Nationale Verbreitungsaktivitäten .....	20
1.6. Beschreibung der Berichtsstruktur.....	21
2. Hintergrundinformation zum Projektinhalt .....	23
2.1. Kurzbeschreibung des Implementing Agreement Demand Side Management .....	23
2.2. Kurzbeschreibung und Status des IEA DSM Task 16.....	23
2.2.1. Allgemeine Ziele des Tasks.....	23
2.2.2. Partner des Tasks .....	24
2.2.3. Österreichische Kooperation .....	24
2.2.4. Kooperations- und Verwertungsstrategie des Tasks .....	25
2.3. Methodik und Vorgangsweise .....	26
2.3.1. Arbeitspaket 1 .....	26
2.3.2. Arbeitspaket 2 .....	26
3. Ergebnisse des Projektes .....	27
3.1. Regelenergiemarkt.....	28

3.1.1.	Auswahl der relevanten Marktsegmente des Regelenergiemarktes für Energiedienstleister .....	29
3.1.2.	Überblick über Marktregeln und Produkte .....	30
3.1.3.	Empirische Ergebnisse.....	31
3.2.	Machbarkeitsstudien für neue Geschäftsmodelle für Energiedienstleister .....	33
3.2.1.	Einfaches Erlösmodell mit Durchschnittspreisen .....	33
3.2.2.	Erlösmodell mit Produktpreisen.....	35
3.2.3.	Implementierungskosten für DSM .....	37
3.2.4.	Aggregation von DSM-Dienstleistungen.....	38
3.3.	Business Cases für DR-Dienstleistungen.....	39
3.3.1.	Fallbeispiel 1: Zementindustrie.....	39
3.3.2.	Fallbeispiel 2: Bürogebäude.....	41
3.4.	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	43
3.4.1.	Tertiärregelmarkt als Grundlage der Entwicklung von Business Cases.....	43
3.4.2.	Case Studies.....	44
3.4.3.	Machbarkeit und Kosten von DR-Dienstleistungen.....	44
3.4.4.	Verbreitung der Ergebnisse, Project-Facilitator und Leitfaden für Projekt-Entwickler .....	44
3.5.	Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts .....	45
4.	Vernetzung und Ergebnistransfer .....	46
4.1.	Österreichische Zielgruppe der Projektergebnisse .....	46
4.2.	Einbindung relevanter Stakeholder.....	46
4.3.	Relevanz der Projektergebnisse.....	47
5.	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen .....	47
5.1.	Gewonnene Erkenntnisse .....	47
5.2.	Ausblick und Anknüpfungspunkte.....	49
6.	Verzeichnisse .....	50
6.1.	Literaturverzeichnis .....	50
6.1.1.	Weblinks .....	50
6.1.2.	Auflistung der Publikationen des Tasks.....	50



6.1.3. Verwendete Quellen im Rahmen des Berichts .....	50
6.2. Abbildungsverzeichnis.....	52
6.3. Tabellenverzeichnis.....	52
6.4. Abkürzungsverzeichnis .....	52

## **Kurzfassung / Abstract**

### **Kurzfassung in deutscher Sprache**

#### **Ausgangssituation und Motivation**

In Österreich werden bisher kaum Energiedienstleistungen in Form von Demand-Response-Lösungen angeboten. Demand Response (DR) ist somit gegenwärtig – mit Ausnahme einiger weniger Pilotprojekte, die die technische Machbarkeit im Fokus hatten – ein noch weithin theoretisches Konzept. Die Analyse der Marktvoraussetzung und die Entwicklung von marktgängigen Dienstleistungen, die auf den technischen Möglichkeiten von DR, wie sie im Rahmen des Projekts durchgeführt werden, stellen den logisch nächsten Schritt zur Umsetzung des DR-Konzepts in der Praxis dar.

#### **Inhalte und Zielsetzungen**

Der IEA DSM Task 16 widmet sich der Weiterentwicklung, der Erprobung und der Verbreitung von Energiedienstleistungen. Das vorliegende Projekt diente folgenden beiden Zielen:

- Entwicklung von Geschäftsmodellen für innovative, marktgängige Demand Response-Dienstleistungen
- Nationale Verbreitung von IEA DSM Task-Ergebnissen mit speziellem Fokus auf Contracting-Modelle und die Rolle des „Project Facilitators“

#### **Methodische Vorgehensweise**

Das Projekt wurde entlang der beiden Ziele in 2 Arbeitspakete (AP) aufgeteilt:

Im AP1 wurden untersucht, ob und unter welchen Bedingungen innovative Geschäftsmodelle für DR-Dienstleistungen möglich und aussichtsreich sind. Dabei wurde neben einer Zusammenstellung der österreichischen DR-Potenziale und der Analyse des Regenergiemarktes ein Erlösmodell entwickelt, das als ökonomische Basis für die Entwicklung von Geschäftsmodellen dient. Anhand von 2 repräsentativen Case Studies wurden mit empirischen Daten untersucht, ob bzw. unter welchen Umständen aussichtsreiche Geschäftsmodelle umsetzbar sind.

Das AP 2 widmete sich der nationalen Verbreitung vorhandener Task-Ergebnisse mit einem besonderen Schwerpunkt auf Contracting-Modelle und der Rolle des sogenannten „Project Facilitators“. Dazu wurden mehrere Workshops mit zahlreichen Stakeholdern abgehalten und Videos produziert.

#### **Ergebnisse**

Bei der Untersuchung des Regenergiemarktes zeigte sich klar, dass für neue Dienstleistungen der Tertiärregenergiemarkt für einen Marktzutritt am besten geeignet ist. Die technischen Anforderungen (Mindestleistung, Reaktionszeit, Schaltdauer etc.) sind dabei

so gestaltet, dass größere Verbraucher direkt und mittlere sowie kleinere Verbraucher über einen sogenannten Aggregator am Markt teilnehmen können. Mit dem entwickelten Erlösmodell, das eine einfache Abschätzung der maximal erzielbaren Erlöse erlaubt, und durch eine grobe Analyse der Kosten wurde die wirtschaftliche Machbarkeit anhand von 2 repräsentativen Fallbeispielen dokumentiert. Dabei müssen auch allfällige Risiken (z.B. höherer Verschleiß durch vermehrte Schaltvorgänge) und sonstige strategischen Überlegungen berücksichtigt werden.

Aus den Ergebnissen lässt sich der Schluss ziehen, dass unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen die erzielbaren Erlöse nicht ausreichen um die erforderlichen Kapitalkosten, die laufenden Kosten, die erforderlichen Transaktions- und Aggregationskosten sowie die Ertragserwartung eines zwischen geschalteten Energiedienstleisters, der die Vermittlung übernehmen könnte, abzudecken.

Die Verbreitung der Ergebnisse des Task 16 unter relevanten Stakeholdern in Österreich wurde ein Discussion Paper zur Rolle des Projekt-Facilitors entwickelt und es steht mittlerweile ein Leitfaden für Projektentwickler zur Verfügung. Zusätzlich wurden 2 Veranstaltungen mit zahlreichen Stakeholdern organisiert und Kurzvideos produziert. Dabei hat sich klar gezeigt, dass durch das steigende Bewusstsein für Energieeffizienz auch der Markt für Contracting-Projekte belebt wird.

## **Abstract in english**

### **Initial situation and motivation**

In Austria, nowadays only a few energy services deal with demand response (DR). Other than some pilot projects with a focus on technical feasibility, demand response is still a rather theoretical concept. Hence, a logical next step for the implementation of innovative DR energy services is the development of business models that are based on real market conditions.

### **Contents and aims**

The IEA DSM Task 16 contributes to the further development, the testing and dissemination of energy services. This project aims at the following topics:

- Development of innovative business models for demand response energy services.
- National dissemination of results of IEA DSM Task 16 with a focus on energy performance contracting and the definition of the role of „project facilitators“.

### **Methodological approach**

The project was divided into two work packages:

Work package 1 focused on the requirements for innovative and promising business models for innovative demand response energy services. Beside an overview on DR potentials in Austria, a revenue model was developed in order to assess the economic feasibility of business models within the Austrian balancing market. This model was applied for two representative case studies.

Work package 2 disseminated results of the IEA DSM Task 16 among Austrian stakeholders with a focus on contracting and the definition of the role of „project facilitators“. Several stakeholder workshops were organized and two videos were produced.

### **Results**

The analysis of the Austrian balance market showed clearly that the tertiary control market is the most appropriate for a new market access. Technical requirements as minimum power, reaction time, and duration of switching enable also small and medium power consumers to participate in this market. However, in this case a so-called aggregator will be needed to participate in that market. The economic feasibility was assessed with the help of the revenue model and typical costs incurring with the implementation of demand response energy services. Two cases studies were documented including a discussion of strategic aspects like risk assessment of different operation modes of electric facilities.

From the results of the calculation it can be concluded that under existing framework conditions potential revenues are not sufficient to cover all costs including transaction and

aggregation costs and satisfy the revenue expectation of the client and the energy service company.

Within work package 2 a discussion paper on the role of the project facilitator and a guideline for project development were prepared and disseminated. Two stakeholder workshops were organized and two videos were produced. It was quite obvious that the market for contracting will be stimulated by an increasing awareness on energy efficiency issues.

# 1. Einleitung

## 1.1. Allgemeine Einführung in die Thematik

Seit Mitte des vergangenen Jahrzehnts ist zu beobachten, dass Energiedienstleistungen in der politischen Agenda einen Aufstieg erlebt und schließlich in den EU-Richtlinien zu Energieeffizienz und Energiedienstleistungen [2006/32/EC bzw. nachfolgend 2012/27/EG] die Energiegesetzgebung erreicht haben. Dabei werden Energiedienstleistungen als intelligentes Instrument gesehen, das dabei helfen kann, Marktbarrieren für die Steigerung von Energieeffizienz im gesamten Energiesystem zu überwinden. Auch wenn die Praxis zeigt, dass nicht alle Erwartungen erfüllt werden können, ist die Energiedienstleistungsbranche ein in vielen Teilen der Welt wachsender Geschäftszweig, welcher zur Verbesserung von Energieeffizienz, dem Einsatz von Erneuerbaren und zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und von Luftschadstoffen beiträgt. Innovative und wettbewerbsfähige Energiedienstleistungen sind ein flexibles Instrument zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und somit zur Erreichung der österreichischen Energiewirtschafts- und Klimaschutzziele.

Mit der Weiterentwicklung von bestehenden Energiedienstleistungen durch die Integration von Demand-Response-Ansätzen spricht das Projekt unmittelbar das Ziel der Energieeffizienzsteigerung an. Die verbesserte Anpassungsfähigkeit der Stromnachfrage an die jeweils verfügbaren Kapazitäten der Aufbringungsseite ist eine wesentliche Voraussetzung für das Funktionieren von nachhaltigen Stromnetzen, die oftmals mit dem Sammelbegriff „Smart Grids“ bezeichnet werden.

Die zunehmend fluktuierende Netzeinspeisung auf der Erzeugungsseite aufgrund eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energieträger bedeutet konkret, dass der Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie<sup>1</sup> steigt. Dabei kann die erforderliche Regelenergie auf mehrere Arten bereitgestellt werden: Entweder wird die Produktion an die Nachfrage angepasst, oder die Nachfrage reagiert auf die Produktion. Letzteres, also die Veränderung der Nachfrage an die Produktion, wird als Demand Response (DR) oder Demand-Side-Management (DSM) bezeichnet.

Nachfrageseitige Optionen zur Bereitstellung der Regelenergie werden zunehmend wichtiger. Diesen steigenden Bedarf spricht das Projekt durch die Entwicklung marktgängiger Demand Response Energiedienstleistungen an.

---

<sup>1</sup> Unter Ausgleichsenergie wird der „Ausgleich“ zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb der jeweiligen Bilanzgruppen verstanden. Die innerhalb der Regelzone (Österreich) verbleibenden Abweichungen werden durch die Regelenergie ausgeglichen. Der vorliegende Bericht fokussiert auf den Regelenergiemarkt.

Der Regulenergiemarkt ist ein hochregulierter Markt, der grundsätzlich für alle Marktteilnehmer, die gewisse technische und organisatorische Voraussetzungen erfüllen, geöffnet ist. Die wesentlichen Faktoren für diese sogenannte Präqualifikation sind eine schaltbare Mindestleistung und zeitliche Erfordernisse (etwa Reaktionszeit, aber auch Mindestdauer der Leistungsanpassung). Für die im Rahmen der Projektstätigkeit untersuchten Fallbeispiele wurde der Tertiärregelmarkt ausgewählt, da dieser quasi die geringsten Anforderungen an neue Marktteilnehmer stellt und somit für innovative Energiedienstleister für einen Markteintritt am besten geeignet ist.

## **1.2. Motivation des Projekts**

### **1.2.1. Im Allgemeinen: Bedarf nach Verbreitung von Ergebnissen und Erfahrungsaustausch zwischen EDL-Stakeholdern**

Aufgrund sich ändernder Rahmenbedingungen – damit ist insbesondere die EU-Energieeffizienz-RL bzw. deren nationale Umsetzung im Zuge des Energieeffizienzgesetzes angesprochen – ist damit zu rechnen, dass neue EDL-Anbieter (v.a. aus dem EVU-Bereich) auf den Markt drängen werden. Damit steigt auch der Bedarf an innovativen EDL-Produkten sowohl bei bestehenden als auch neuen EDL-Anbietern, um sich von der Konkurrenz abzuheben zu können.

Innovative und maßgeschneiderte EDL werden aber auch von Kunden verstärkt nachgefragt, da das Thema der Energieeffizienz auch bei den Verbrauchern zunehmend in den Fokus der Wahrnehmung rückt. Gleichzeitig zeigt sich, dass idealtypische EDL (wie z.B. Einspar-Contracting im engeren Sinn) nur für eine begrenzte Anzahl von Kunden passend sind und dass daher ein Bedarf zur Entwicklung maßgeschneiderter EDL-Angebote besteht. Einerseits gilt es bewährte, erfolgreiche Konzepte zu erkennen und fortzuführen und dem potentiellen Kundenkreis zugänglich zu machen und andererseits Errungenschaften aus den erfolgreichen Konzepten weiterzuentwickeln bzw. neue Erkenntnisse aus dem IEA-Task im nationalen vor-wettbewerblichen Umfeld zu verbreiten und Erfahrungen aus nationalen Gegebenheiten an den IEA-Task zurück zu transferieren.

Weiters besteht konkret Bedarf an geschulten „Project Facilitators“ (Vermittlern zwischen potentiellen Kunden und Anbietern), die Projekt-Gelegenheiten erkennen, Projektideen entwickeln und Entscheidungsträger sowohl auf Kunden-, als auch auf Anbieterseite über die Möglichkeiten unterschiedlicher EDL-Ansätze informieren. Zunächst ist die Rolle und das Anforderungsprofil dieser Project Facilitators zu definieren und in weiterer Folge ein Experten-Pool in Österreich zu entwickeln.

Energiedienstleistungen sind stets im Wandel und haben sich gesellschaftlichen, rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen anzupassen. Andererseits sind dabei auch die Rahmenbedingungen für neue bzw. modifizierte EDL anzupassen, um als effektives

Instrument zur Um- und Durchsetzung von Energieeffizienz wirken zu können. In diesem Sinn besteht der Bedarf für Empfehlungen zur weiteren Entwicklung von EDL in Österreich.

### **1.2.2. Im Speziellen: Bedarf nach einem (Energie-) Dienstleistungsansatz für Demand Response**

Da Demand Response (DR) zur Erhaltung der Netzstabilität bei stärkeren angebotsseitigen Schwankungen, wie sie aufgrund des Ausbaus von erneuerbaren dezentralen Erzeugungseinheiten zu erwarten sind, beiträgt, wird DR im europäischen Kontext bislang vorwiegend als Aufgabe der Netzbetreiber gesehen. Die bisherige Erfahrung zeigt jedoch, dass sich das Interesse von Netzbetreibern im bestehenden regulativen Umfeld auf jene Versorgungsgebieten, in denen systematische und häufige Ungleichgewichte zusätzliche Investitionen in den Netzausbau erfordern könnten, beschränkt. Gegenwärtig stellt sich diese Frage vorrangig in ländlichen Versorgungsnetzen.

Damit bleiben weitere potentielle weitere Nutzen von Demand Response zumindest in der Praxis ohne Verwirklichung:

- Zum einen kommt es bei einem Nachfrageüberhang im Stromversorgungssystem zu einer Nachfrage nach Regelenergie. Diese Regelenergie wird üblicherweise aufbringungsseitig durch kurzfristig aktivierbare Kapazitäten (Kraftwerke) bereitgestellt, sie kann aber auch durch eine Rücknahme der Nachfrage – eben durch Demand Response – zur Verfügung gestellt werden (Nutzung der sog. „positiven“ Potentiale für Demand Response). Stärkere Schwankungen auf der Aufbringungsseite drücken sich auf der Systemebene durch einen wachsenden Bedarf an Regelenergie aus. Damit bietet der Ausbau erneuerbarer Energieträger in der Stromversorgung auch neue wirtschaftliche Chancen für Demand Response.
- Ein weiterer möglicher Erlösstrom ist auch die Nutzung der sogenannten „negativen“ DR-Potentiale, indem zu Zeiten eines Aufbringungsüberhanges – zum Beispiel bei hoher Einspeisung erneuerbaren dezentralen Stromerzeugungsanlagen in einer Schwachlastzeit – nicht laufende Stromverbraucher eingeschaltet werden können. Durch diese Betriebsweise werden „Reserven“ für später aufgebaut, was dazu führt, dass diese Anlagen in Zeiten mit stärkerer Last außer Betrieb genommen werden können.

Damit beiden oben dargestellten potentiellen Nutzenkategorien auch tatsächlich Nutzen stiften, müssen Umsetzungsmaßnahmen im Bereich des Demand Response als Energiedienstleistungen interpretiert werden. Damit rückt die „Kundenperspektive“ in den Vordergrund. Vor diesem Hintergrund muss den Stromverbrauchern – d.h. den „Kunden“ – derart attraktive Angebote gemacht werden, dass die Kunden Eingriffe in den Anlagenbetrieb



gestatten. Aus Sicht der Kunden misst sich dabei die Attraktivität eines Angebots – ähnlich wie bei anderen Energiedienstleistungen – an den folgenden Faktoren:

- Zu erwartende Erlöse (bei DR-Dienstleistungen ist dies das Entgelt, das der DR-Energiedienstleister an den Kunden zahlt; bei anderen EDL ist das üblicherweise die Kosteneinsparung aus einem verringerten Energiebezug)
- Zu erwartende Aufwände und Kosten (bei „Standard-EDL“ sind das die Entgelte, die an den Energiedienstleister zu richten sind; bei DR-Dienstleistungen sind mit der Projektvorbereitung und Abwicklung auch gewisse Transaktionskosten beim Kunden zu erwarten)
- Mögliche Risiken und Garantien zur Risikominderung: Dieser Aspekt ist bei allen EDL-Formen von entscheidender Bedeutung für den Markterfolg. Bei DR-Dienstleistungen ist besonders das Risiko einer negativen Auswirkung auf den „Kernprozesses“, die sich aus der Eingriffsmöglichkeit des DR-Energiedienstleisters ergeben können (z.B. mögliche Produktionsausfälle oder Qualitätsmängel in der Produktion), von entscheidender Bedeutung.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen DR-Dienstleistungen und anderen marktgängigen EDL ist jedoch die Tatsache, dass der Erlösstrom bei DR-Dienstleistungen nicht direkt aus dem Geschäft mit dem Kunden kommt, sondern dass ein „Sekundärgeschäft“ erforderlich ist, nämlich die Platzierung der DR-Kapazitäten im Stromhandel oder im Netzbetrieb. Damit sind die regulatorischen Rahmenbedingungen des Strommarktes mitentscheidend für die Realisierbarkeit von DR-Dienstleistungen. DR-Dienstleistungen weisen daher aus Sicht des DR-Energiedienstleisters eine höhere Komplexität und damit potentiell auch ein höheres Risiko auf.

Ein nachhaltiges marktgängiges Geschäftsmodell für die Demand Response basiert also auf einem guten Zugang zu den Stromverbrauchern. Daraus ergibt sich ein unmittelbarer Konnex zum Geschäftsmodell für Energiedienstleistungen, die den Stromverbrauchern auf verschiedenen Ebenen zur Optimierung ihres Stromeinsatzes angeboten werden. Wenn ein Energiedienstleister ohnehin schon beim Kunden ist, können DR-Dienstleistungen als Teil eines umfassenderen EDL-Gesamtpakets leichter umgesetzt werden. Auch aus diesem Grund scheint die Verknüpfung von Demand Response mit einem Energiedienstleistungsansatz erfolgversprechend.

### **1.3. Stand der Technik im Forschungsgebiet**

Unter Demand Response (DR) versteht man eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen

einer vertraglichen Leistungsreserve<sup>2</sup>. Die Unterschiede in den Marktpreisen entstehen durch Unregelmäßigkeiten in der Nachfrage oder durch ungeplante (und kaum planbare) Schwankungen auf der Erzeugungsseite (insbesondere infolge eines höheren Anteils an erneuerbaren Energieträgern im Versorgungsmix). DR nutzt damit die zeitliche Flexibilität die auf der Nachfrageseite in vielen Bereichen vorhanden sind und wirkt damit wie ein „Speicher“. Aus diesem Grund ist das Konzept von DR für die Zukunftsfähigkeit des Stromversorgungssystems beim erwarteten starken Anstieg dezentraler Erzeugungseinheiten von wesentlicher Bedeutung.

Das Konzept der „Laststeuerung“ ist nicht neu und wird als betriebliches Spitzenlastmanagement europaweit seit vielen Jahren insbesondere in der Industrie angewendet. Auch Lastabwurfschaltungen z.B. bei Wärmepumpen werden verschiedentlich eingesetzt. Im Unterschied zu betrieblichem Spitzenlastmanagement, mit dem auf betrieblicher Ebene aus tariflichen Gründen Lastspitzen vermieden werden sollen, wird im Fall von Demand Response die Handlungsentscheidung nicht auf Ebene der stromverbrauchenden Unternehmen sondern von einem sog. Demand Response Aggregator (DRA; in den USA häufig als Curtailment Service Provider CSP bezeichnet) vor dem Hintergrund von Preisdifferenzen im *Gesamtsystem* getroffen. Stromverbraucher erlauben dem DRA, bestimmte Anlagen zu definierten Zeiten für eine festgelegte Zeitspanne ab- bzw. anzuschalten, der DRA baut eine Datenverbindung zwischen seinem Steuerungsrechner und den einzelnen Anlagen auf und bündelt so die Leistungen verschiedener energieverbrauchender Anlagen. Bei Bedarf kann der DRA die Leistungen dieser Anlagen im Stromhandel zur Verfügung stellen.

In den USA sind knapp 300 Unternehmen tätig, die DR-Dienstleistungen auf kommerzieller Basis anbieten. Diese Anbieter akkumulieren in den von ihnen gesteuerten Anlagen eine Gesamtleistung von rund 6% der Spitzenlast<sup>3</sup>. Vor dem Hintergrund unterschiedlicher regulatoriver Rahmenbedingungen in den einzelnen Bundesstaaten haben sich dabei unterschiedliche Ausprägungen von DR-EDL – in den USA als oftmals „incentive based DR Programme“ bezeichnet – ausgeformt<sup>4</sup>, wie zum Beispiel:

- Direkte Laststeuerung (v.a. bei Klimageräten und anderen Geräten im Haushaltssektor);
- Emergency Demand Response, bei dem Großunternehmen freiwillig Lastreduktionen vornehmen und entsprechende Ausgleichszahlungen erhalten;

---

<sup>2</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Demand Response in der Industrie, Kurzbericht, Dezember 2010

<sup>3</sup> vgl. Goldman, C et al.: Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence, Berkley National Laboratory, 2009

<sup>4</sup> vgl. Hinterberger, R., Polak, S.: Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich, Chancen und Potentiale für zukünftige Smart Grids, IEWT 2011

- Demand Bidding/Buyback Programs, also Auktionsverfahren, bei denen Großunternehmen eingeladen werden, Lastreduktionen durchzuführen;
- Ancillary Services and Market Programs, bei denen DR als Substitut für Systemdienstleistungen auftritt.

Typisch für DR-Dienstleistungen in den USA ist, dass ein Großteil der DR-Kapazitäten nicht von Seiten der Energieversorger in den Markt gebracht wird, sondern durch externe Dienstleister (sog. Aggregatoren). Obwohl in den letzten Jahren ein Trend in Richtung Automatisierung von DR-Dienstleistungen sowie zur Standardisierung der erforderlichen Schnittstellen und Protokolle zu beobachten ist, wird weiterhin ein beträchtlicher Teil der DR-Kapazitäten über das Telefon bzw. per E-Mail gesteuert.

Im Gegensatz dazu gibt es in Europa – mit Ausnahme von unterbrechbaren Stromlieferverträgen – bisher nur wenig praktische Umsetzungserfahrungen zu Demand Response Ansätzen wie oben dargestellt.

In Österreich lag der Schwerpunkt der Arbeiten zu Demand Response bisher im Bereich von konzeptiven Studien, auf Untersuchungen zu den Demand Response-Potentialen in unterschiedlichen Sektoren und sowie auf einigen wenigen Pilotprojekten, welche die technische Machbarkeit der verbraucherseitigen Lastbeeinflussung demonstrieren.

In Deutschland ist die Situation ähnlich wie in Österreich. Auch in Deutschland wurden eine Reihe von Potentialstudien zu Demand Response durchgeführt und mehrere Demonstrationsprojekte zur technischen Machbarkeit umgesetzt<sup>5</sup>.

Seit kurzem zeigen sich aber auch in Österreich Impulse zu einer kommerziellen Umsetzung von DR Angeboten, wie zum Beispiel im 2010 gegründeten Unternehmen Entelios AG ([www.entelios.de/](http://www.entelios.de/)) mit einem Standort in München oder das Unternehmen Cyber-Grid ([cyber-grid.com](http://cyber-grid.com)), ein Tochterunternehmen von Toshiba, das in Österreich beheimatet ist.

#### **1.4. Vorarbeiten zum Projektthema**

Die Arbeiten am beantragten Projekt stützen sich auf eine Vielzahl thematisch relevanter Vorprojekte, an denen die Projektpartner zum Großteil selbst beteiligt waren. Im Hinblick auf die vom Task 16 angestrebte Weiterentwicklung und Marktverbreitung von Energiedienstleistungen im Allgemeinen sind vor allem die folgenden Vorprojekte zu nennen:

- Zentrale Vorarbeit ist selbstverständlich die Projektleitung und -bearbeitung der ersten und zweiten Projektphase des IEA DSM Task 16 von Juli 2006 bis Juni 2012.

---

<sup>5</sup> vgl. unter anderem von Roon, Grobmaier, Huck: Demand Side Management in Haushalten, Methoden zu Potentialanalyse und Kostenabschätzung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., April 2010; bzw. von Roon, Gobmaier: Demand Response in der Industrie, Status und Potentiale in Deutschland, Dezember 2010

- Weiterhin werden umfangreiche Vorarbeiten aus nationalen und internationalen Projekten eingebracht. Zu nennen sind hier zum Beispiel die Projekte EESI: European Energy Service Initiative (Europaweite Aktivitäten zur Marktverbreitung von EDL durch Trainings, Online Helpdesk etc., <http://www.european-energy-service-initiative.net>); LIG Pool 2: Integral Energy Contracting (Vorbereitung und Umsetzung eines großen Einspar-Contractingprojekts); ChangeBest (Entwicklung von Geschäftsmodellen für Energiedienstleistungen vor dem Hintergrund der EU-Energieeffizienz-RL und Durchführung von Markttests [www.changebest.eu](http://www.changebest.eu)); Minus3% (Best Practice Beispiele für die Umsetzung der Energieeffizienz und Energiedienstleistung-RL [2006/32/EC] in Städten, <http://www.minus3.org>).

Im Hinblick auf die in AP1 zu entwickelnden Demand Response Dienstleistungen stützt sich das Projektteam auf eine Vielzahl von Vorprojekten, die sich mit DR-Konzepten sowohl im Rahmen von konzeptiven Studien als auch von Demonstrationsvorhaben auseinandersetzen. Einige ausgewählte wichtige Vorprojekte seien nachfolgend etwas ausführlicher dargestellt:

- LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids (im Auftrag des Klima- und Energiefonds; [www.e-sieben.at/de/projekte/1201\\_loadshift.php](http://www.e-sieben.at/de/projekte/1201_loadshift.php)): Das Projekt „LoadShift“ erhob die Potentiale der Verschiebung der Energienachfrage von Hochlastzeiten in Verbrauchstäler oder dem Erzeugungsgang angepasst werden, und analysierte die ökonomischen, technischen, rechtlichen und organisatorischen Aspekte dieser Verschiebung. Das Projekt untersuchte die Lastverschiebungspotentiale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, lieferte konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potentialausschöpfung, und leitete Kostenkurven für Österreich ab.
- SG-Essences: Integrative Bewertung von Smart Grid-Lösungen (im Rahmen von HdZplus, [www.e-sieben.at/de/projekte/1116\\_sg\\_essences.php](http://www.e-sieben.at/de/projekte/1116_sg_essences.php)): Das Projekt SG-Essences widmete sich der umfassenden und integrativen sowohl technischen, wirtschaftlichen als auch ökologischen Evaluierung konkurrierender Energiesysteme unter besonderer Berücksichtigung der dafür jeweils erforderlichen Weiterentwicklung des Stromnetzes hin zu Smart Grids.
- IRON – Integral Resource Optimization Network (im Rahmen Energiesysteme der Zukunft, [energyit.ict.tuwien.ac.at/index.php/de/projekte/abgeschlossen/iron](http://energyit.ict.tuwien.ac.at/index.php/de/projekte/abgeschlossen/iron)): Im Projekt wurden vier mögliche Marktmodelle im Rahmen der aktuellen bzw. sich mittelfristig entwickelnden legislativen Rahmenbedingungen entwickelt, die es erlauben könnten, automatisch durchgeführte Lastverschiebungen ökonomisch

abzubilden. Genauere Untersuchungen haben gezeigt, dass nur die letzten beiden Marktmodelle, zeitvariable Tarife und Regelenergie-Bereitstellung, ökonomisch umsetzbar sind, wobei insbesondere das Regelenergiemodell attraktiv ist, da Regelenergie zu hohen Preisen gehandelt wird.

- SmartResponse – Demand Response für Österreichische Smart Grids (im Rahmen von NE 2020, [energyit.ict.tuwien.ac.at/index.php/de/projekte/smartresponse](http://energyit.ict.tuwien.ac.at/index.php/de/projekte/smartresponse)): Dieses Projekt analysierte das Problem fehlender Umsetzungen in Österreich durch eine interdisziplinäre Betrachtung des Phänomens "Lastmanagement" hinsichtlich technischer, sozialer, ökonomischer und ökologischer Aspekte. Das Projekt führte eine kritische Untersuchung von endverbrauchsorientierten Lösungen zum Energiemanagement durch. Untersucht wurden, wie und in welcher Form verbraucherseitiges Energiemanagement zukünftigen Smart Grids einen optimalen Beitrag zur Energieeffizienz liefern kann.
- PEAP – DSM Potentiale im Industrial & Commercial Sektor: [eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at/pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper\\_iewt2011/P\\_265\\_Hinterberger\\_Robert\\_27-Jan-2011\\_13:09.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at/pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_265_Hinterberger_Robert_27-Jan-2011_13:09.pdf): In dieser Studie wurden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für Lastverschiebung in Österreich in Industrie und Gewerbe identifiziert und deren Kosten ermittelt, um eine Entscheidungsgrundlage für Regulator und politische Entscheidungsträger zu liefern. Eine Schlussfolgerung der Studie war, dass aufgrund hoher technischer Potenziale bei zugleich geringeren spezifischen Implementierungskosten in den Bereichen Industrie und Gewerbe von einem hohen wirtschaftlich attraktivem Umsetzungspotential ausgegangen werden kann.
- GAVE (Großschönau als virtueller Energiespeicher) - Das Projekt GAVE beschäftigte sich mit der Benutzerakzeptanz und der Umsetzbarkeit von Technologien für verbraucherseitiges Energiemanagement (auch Demand Side Management, Demand Response, Lastmanagement).
- Smart Cities Demoprojekte (im Rahmen des Programms Smart Energy Demo – FIT for SET des Klima- und Energiefonds): Im Rahmen von mehreren Ausschreibungsrunden wurden bzw. werden zahlreiche Städte und Regionen bei der Erstellung einer technischen Durchführbarkeitsstudie unterstützt.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass praktisch alle in Österreich durchgeführten Vorprojekte zu Demand Response als konzeptive Studien, Potentialanalysen oder Demonstrationsvorhaben zur Überprüfung der technischen Machbarkeit einzuordnen sind. Die Marktgängigkeit von Dienstleistungsprodukten, die auf den technischen Möglichkeiten von Demand Response aufbauen, wurde bislang nicht oder nur am Rande bearbeitet. Gerade in dieser thematischen Fokussierung liegt der Mehrwert der österreichischen Beteiligung am

IEA Task 16. Darüber hinaus kann durch den Austausch von Know-how und Praxiserfahrungen mit den anderen Task-Partnern zusätzliches Wissen für die Umsetzung von DR-Dienstleistungen am österreichischen Markt verfügbar gemacht werden.

## **1.5. Beschreibung der Projektarbeitspakete**

### **1.5.1. Arbeitspaket 1: Marktgängige Geschäftsmodelle für Demand Response Dienstleistungen**

Im Rahmen des Arbeitspakets 1 wurden Geschäftsmodelle für Demand Response Dienstleistungen (DR-Dienstleistungen) entwickelt und in weiterer Folge hinsichtlich ihrer Machbarkeit analysiert, um daraus Praxisansätze für derartige Dienstleistungen abzuleiten. Darüber hinaus wurde die Möglichkeit untersucht, ob DR-Dienstleistungen in bestehende EDL-Pakete integriert werden und ob dadurch Synergieeffekte auftreten und genutzt werden können.

Das Arbeitspaket untergliederte sich dabei in die folgenden Arbeitsschritte. All diese Arbeitsschritte wurden von den Projektpartnern mit Bezug auf den österreichischen Markt und die österreichischen Rahmenbedingungen durchgeführt und mit Hilfe des Wissens der anderen Task-Partner ergänzt und erweitert.

#### ***Analyse des DR-Potentials***

Die Analyse des DR-Potentials umfasste die Identifikation und Analyse grundsätzlich geeigneter Verbrauchergruppen und technischer Anlagen sowie die Ableitung von DR-Potentialen für die jeweiligen Sektoren. Dabei wurde eine Beschränkung auf Industriekunden und andere Großverbraucher aus dem Tertiärsektor (größere Dienstleistungsgebäude, Handel und Gewerbe) getroffen.

Die Analyse basiert auf bestehenden Studien, die für ausgewählte Länder und Sektoren bereits vorliegen. Für den österreichischen Markt wurde das bestehende Wissen konsolidiert und mit Hilfe des Wissens der anderen Task-Partner ergänzt und erweitert.

#### ***Analyse der Märkte für Regelenergie***

Der monetäre Einnahmestrom für DR-Energiedienstleistungen kommt vorwiegend aus dem Verkauf von Regelenergie. Daher beschäftigte sich dieser Arbeitsschritt mit der Analyse der marktseitigen und regulatorischen Rahmenbedingungen, unter denen ein potentieller DR-Energiedienstleister am Handel mit Regelenergie teilnehmen kann. Dazu zählen die folgenden Themen:

- Analyse der Teilnehmer am Regelenergiemarkt und deren Marktbeziehungen;
- Analyse der Regelenergiemärkte und deren Produkte;

- Grundlegende regulatorische Voraussetzungen, wie z.B. notwendige Lizenzierungen, technische Voraussetzungen etc.

### ***Analyse der Machbarkeit und Kosten unterschiedlicher technischer Lösungen***

Ausgehend von bestehenden technischen Lösungen für das Lastmanagement von größeren Verbrauchern, wurde analysiert, welche darüber hinaus gehenden technischen Werkzeuge für die Umsetzung von DR-Energiedienstleistungen erforderlich sind. Dabei wurden unterschiedliche technische Lösungsansätze im Hinblick auf ihre Machbarkeit und ihre Investitions- und Betriebskosten miteinander verglichen.

### ***Erstellung von Business Cases für DR-Dienstleistungen***

In diesem abschließenden Arbeitsschritt des Arbeitspakets 1 wurden die in den vorangegangenen Arbeitsschritten durchgeführten Analysen und Untersuchungen in konkrete DR-Dienstleistungen für die als aussichtsreich identifizierten Kundengruppen übersetzt.

Diesen Produkten wurden einerseits bestimmte Zahlungen an den Kunden (Kosten), andererseits eine bestimmte potentielle Verfügbarkeit an Ausgleichsenergie und damit einhergehend zu erwartende Erlöse zugeordnet.

Darüber hinaus wurden – basierend auf Erfahrungswerten aus dem EDL-Geschäft – zu erwartende Transaktionskosten in Rechnung gestellt. Damit fassen die Business Cases die wesentlichen wirtschaftlichen, technischen und organisatorischen Eckpunkte möglicher neuer Dienstleistungsprodukte zusammen, um eine Entscheidung hinsichtlich der Vorbereitung einer Markteinführung durch potentielle Akteure (ESCOs, DSO, TSO etc.) treffen zu können.

## **1.5.2. Arbeitspaket 2: Nationale Verbreitungsaktivitäten**

Ziel dieses Arbeitspaketes war die Verbreitung der Task-Ergebnisse in Österreich und die Lieferung von Input für die österreichische Energie- und Forschungspolitik (vor dem Hintergrund wachsender Bedeutung von EDL). Als multiplizierendes Element vorhandener EDL-Modelle war die Definition der Rolle der „Project Facilitators“, die Projekt-Gelegenheiten erkennen, Projektideen entwickeln und Entscheidungsträger über die Möglichkeiten unterschiedlicher EDL-Ansätze informieren, integraler Bestandteil der Verbreitungsaktivitäten.

Das Arbeitspaket untergliederte sich dabei in die folgenden Arbeitsschritte.

### ***Definition der Rolle des Project Facilitators***

Der Project Facilitator ist ein Vermittler („Makler“) zwischen potentiellen EDL-Kunden und der Anbieterseite. Er soll vor allem die Aufgabe übernehmen, Projekt-Gelegenheiten zu

erkennen, Projektideen entwickeln und Entscheidungsträger über die Möglichkeiten unterschiedlicher EDL-Ansätze umfassend zu informieren, um die Entscheidung zur Umsetzung herbeizuführen.

Im Rahmen des dargestellten Projekts wurden folgende Aktivitäten in diesem Zusammenhang umgesetzt:

- Feedback zu den Ausarbeitungen zum Thema Rolle des Project Facilitators aus dem Task 16;
- Anpassung der Ergebnisse aus Task 16 an nationale Gegebenheiten.

### ***Erstellung eines Positionspapiers zur weiteren Entwicklung von EDL-Ansätzen in Österreich***

Für die Erstellung eines Positionspapiers wurden internationale und nationale Experten (insbesondere Mitglieder der DECA, der österreichischen Dachorganisation für EDL-Anbieter) in die Erarbeitung der Empfehlungen eingebunden. Der Prozess gliederte sich dabei in folgende Teilschritte:

- Evaluierung erfolgreicher und weniger erfolgreicher EDL-Modelle in Österreich und Europa unter Miteinbeziehung neuer Entwicklungen am europäischen Markt;
- Erstellung eines Positionspapiers als Vorschlag und Vorlage zur Diskussion mit ausgewählten nationalen Stakeholdern;
- Einarbeitung von Feedback in das Positionspapier, Veröffentlichung und Verbreitung der Empfehlungen auf nationaler und regionaler Ebene.

### ***Organisation und Durchführung eines Workshops in Österreich***

Um die Ergebnisse des Tasks 16 in Österreich darzustellen und zu verbreiten, wurde ein Workshop abgehalten, um einen internationalen Know-How-Austausch, Berichte über Praxiserfahrung und neue EDL-Ansätze zu ermöglichen.

## ***1.6. Beschreibung der Berichtsstruktur***

Nachdem eine allgemeine Einführung in den Projekthintergrund und die Thematik gegeben worden ist, folgen nun genauere Informationen zu den Projektergebnissen. In diesem Zusammenhang wird auch eine allgemeine Beschreibung zum aktuellen Status des IEA DSM Tasks 16 inklusive eines Überblicks der Kooperationsstrategien gegeben.

In Kapitel „2.3 Methodik und Vorgangsweise“ wird die Methodik der einzelnen Arbeitspakete beschrieben. Die Weiterentwicklung von Energiedienstleistungsmodellen baut auf bestehenden Energiedienstleistungs- und Finanzierungsmodellen auf. Besonders wichtig für das Verständnis und Vorantreiben von Energiedienstleistungen ist ein interdisziplinärer Ansatz: Neben technischen Themen werden wirtschaftliche, finanzielle, organisatorische und



rechtliche Aspekte von Energiedienstleistungspaketen untersucht und berücksichtigt. Hierin liegt gleichzeitig ein Entwicklungs- sowie kundenseitiges Akzeptanzrisiko begründet.

Im Rahmen des Kapitels 3 werden die Ergebnisse des Projekts erläutert, wobei zu Beginn die Ziele der internationalen Kooperation dargestellt werden. Neben den allgemeinen Erkenntnissen zum Regelenergiemarkt werden die unterschiedlichen Erlösmodelle, welche im Rahmen der Machbarkeitsstudie für neue Geschäftsmodelle für Energiedienstleister erarbeitet worden sind, dargestellt. Für zwei Fallbeispiele wird im Anschluss eine Analyse durchgeführt, welche Erlöse für eine DR-Dienstleistung unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu erwarten sind.

Im Kapitel 4 wird auf die Projektzielgruppen und den Ergebnistransfer eingegangen, ehe im abschließenden Kapitel 5 Schlussfolgerungen und Erkenntnisse, welche im Rahmen des Projekts gewonnen werden konnte, ausgeführt werden.

## **2. Hintergrundinformation zum Projektinhalt**

### **2.1. Kurzbeschreibung des Implementing Agreement Demand Side Management**

Demand Side Management bedeutet Energieeffizienz- und Leistungsmanagement-Maßnahmen auf der Verbraucherseite, um das jeweilige Energiesystem zu optimieren. Mit Hilfe des IEA Implementing Agreements Demand Side Management sollen verbraucherseitige Maßnahmen aktive Elemente in allen energiepolitischen Entscheidungen werden, um zuverlässige und nachhaltige Energiesysteme zu schaffen.

Das DSM-Programm wurde 1993 gestartet und befasst sich mit Themenfeldern wie Energieeffizienz-Marketing, strategische Energieeinsparung, Demand Response, Lastmanagement, Energie-Contracting, Markttransformation und damit zusammenhängenden Ansätzen. Damit werden positive Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit und Sicherheit von Energiesystemen, auf die Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und Luftschadstoffen, sowie auf Systemkosten und Preisvolatilität erzielt.

Insbesondere verfolgt das Programm die folgenden Ziele:

- a) die Regierungen, Verwaltungen und Regulierungsbehörden in den teilnehmenden Ländern zu unterstützen, politische Instrumente und Programme für den effizienteren Einsatz von DSM und energieeffizienten Produkten und Dienstleistungen zu entwickeln; sowie
- b) der Energiewirtschaft und Energiedienstleistern die Informationen und Werkzeuge bereitzustellen, damit diese neue kosteneffiziente Produkte und Services als Antwort auf die nationalen und globalen Herausforderungen und Chancen anbieten können.

Nähere Informationen finden sich auf der Webseite IEA Demand-Side Management: [www.ieadsm.org](http://www.ieadsm.org)

Österreichischer Vertreter im Exekutivkomitee des Implementing Agreements: DI Boris Papousek, Grazer Energieagentur (GEA).

### **2.2. Kurzbeschreibung und Status des IEA DSM Task 16**

#### **2.2.1. Allgemeine Ziele des Tasks**

Im IEA DSM Task 16 (Competitive Energy Services) bündeln aktuell 14 Experten aus 6 Ländern ihre Kräfte, um Energiedienstleistungsmodelle als Umsetzungsinstrumente für einen tragfähigen Energieeffizienzmarkt weiter zu entwickeln und damit zur Umsetzung der herausfordernden energiepolitischen Zielsetzungen zur umfassenden Verbesserung der Energieeffizienz in allen Verbrauchssektoren beizutragen.

Im Einzelnen verfolgt der Task die folgenden Zielsetzungen:

- Schaffung einer Expertenplattform für Energiedienstleistungen;
- Konzeption, Ausarbeitung und Erprobung innovativer Energiedienstleistungen und Finanzierungsmodelle und Veröffentlichung der diesbezüglichen Ergebnisse in einer Reihe von Leitfäden und wissenschaftlichen Veröffentlichungen;

- Entwicklung und Weiterbetreuung von länderspezifischen Aktivitäten zur Umsetzung von Energiedienstleistungen mit Fokus auf ausgewählte Marktsegmente;
- Austausch von Know-how und Initiierung gemeinsamer Projekte und Dienstleistungen gemeinsam mit anderen internationalen Organisationen (z. B. Präsentationen, Coaching und Training).

### **2.2.2. Partner des Tasks**

Gegenwärtig sind außer Österreich, das mit Jan W. Bleyl den Operating Agent stellt, die folgenden Partner am Task 16 beteiligt:

#### **Belgien:**

- Fedesco, Avenue de Tervuren 168 Bte 9, 1150 Bruxelles
- Factor4, Lange Winkelhaakstraat 26, 2060 Antwerpen

#### **Korea:**

- Korea Energy Management Corporation, 388, Poeun-Daero, Suji-Gu, Yongin-Si, Kyonggi-Do, 448-994
- Jeonju University, Dep. of Mechanical and Automotive Engineering, 1200 3-ga, Hyoja-dong Wansan-gu, Jeonja 560-759

#### **Niederlande:**

- Escoplan, Binnenhof 62-b, 1412 LC Naarden

#### **Schweden:**

- Swedish Energy Agency, Kungsgatan 43, P.O. Box 310, SE-631 04 Eskilstuna

#### **Schweiz:**

- Bundesamt für Energie, 3003 Bern

### **2.2.3. Österreichische Kooperation**

#### ***Beschreibung der Kooperation***

Das österreichische Teilprojekt ist schon aufgrund der Tatsache, dass der IEA DSM Task 16 von Österreich geleitet wird, eng mit dem Arbeiten des Gesamt-Tasks vernetzt. Gleichzeitig fokussiert sich die österreichische Teilnahme auf zwei Themenfelder, die gerade für die Weiterentwicklung von Energiedienstleistungen in Österreich von besonderer Relevanz sind:

- Teilnahme am Sub-Task „Geschäftsmodelle für Demand Response Dienstleistungen“ (siehe AP 1): Gerade für die aus europäischer Sicht innovative Herausforderung der Umsetzung von Demand Response Dienstleistungen am Markt sind durch die Zusammenarbeit mit den IEA-Task-Partnern raschere Fortschritte und wesentlich umfassendere Erkenntnisgewinne zu erwarten als bei einem rein österreichischem Projekt.
- Verbreitung der Ergebnisse des Tasks unter relevanten Stakeholdern in Österreich (siehe AP 2): Um einen möglichst hohen Nutzen der IEA Task Ergebnisse für österreichische Zielgruppen sicherzustellen, mehrere nationale Verbreitungsaktivitäten organisiert. Außerdem werden Empfehlungen zur weiteren Entwicklung von Energiedienstleistungen und Contracting-Ansätzen in Österreich formuliert und

für die relevanten Zielgruppen (Marktteilnehmer, Energieagenturen, forschungs- und energiepolitische Entscheidungsträger) aufbereitet. Damit werden auch Grundlagen für energie- und forschungspolitische Weichenstellungen zum Beispiel im Hinblick auf die nationale Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie erarbeitet.

### ***Projektziele der Kooperation***

Der IEA DSM Task 16 wurde im Jahr 2006 gestartet. Von Beginn an wurde der Task von Österreich geleitet. Im April 2012 hat das ExCo des IEA DSM eine zweite Verlängerung des Tasks beschlossen und wiederum Österreich mit der Leitung betraut. Die dritte Phase dauerte bis Ende Juni 2015. Dabei standen insbesondere die folgenden Zielsetzungen im Vordergrund:

- Weiterführung der IEA DSM Expertenplattform für Energiedienstleistungen;
- Unterstützung und Weiterbetreuung von länderspezifischen nationalen Aktivitäten zur Förderung der Marktentwicklung für Energiedienstleistungsunternehmen;
- Konzeption, Ausarbeitung und Erprobung innovativer Energie-Contracting-Modelle und Finanzierungsmodelle sowie deren Veröffentlichung;
- Erarbeitung und Bewertung von Geschäftsmodellen für Demand-Response Energiedienstleistungen;
- Verwendung der Experten-Plattform als Kompetenzzentrum für Energie- und Demand-Response-Dienstleistungen zur nationalen und internationalen Verbreitung und für unterstützende Leistungen im Bereich von EDL (z.B. Coaching, Schulungen, Publikationen);
- Integration der Experten-Plattform für EDL in ein „IEA DSM Centre of Excellence“.

Das grundlegende Ziel war es, Verständnis für Energiedienstleistungen als Instrument zur Umsetzung von Energieeffizienzsteigerung in unterschiedlichen Verbrauchersegmente zu erhöhen: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Ansätze, Möglichkeiten, Grenzen sowie Mehrwert der Produkte von Energiedienstleistungsunternehmen im Vergleich zu In-house-Implementierung.

### **2.2.4. Kooperations- und Verwertungsstrategie des Tasks**

Wichtige Teile der Kooperations- und Verwertungsstrategie des IEA DSM Task 16 waren:

- Internationale Vorträge über Innovative Energie-Contracting- und Energiedienstleistungs-Themen;
- Veröffentlichungen der wichtigsten Ergebnisse des Tasks in relevanten Proceedings, Journals oder Beiträge zu Büchern;
- Nationale Stakeholder-Workshops: Diskussionen über relevante Energie-Contracting Themen und Präsentationen über die IEA DSM Task 16 Ergebnisse;
- Initiativen von Kooperationsprojekten mit internationalen Organisationen und weitere IEA und nicht IEA Mitgliedsländer;
- Begleitungs- und Coaching-Angebot für die Projektentwicklung und Umsetzung so wie Expertise für Seminare und Workshops welche von anderen organisiert werden;

- Kooperationen mit internationalen Projekten wie sie zum Beispiel im Rahmen des EU-Programms Intelligent Energy Europe umgesetzt werden;
- Zusätzlich werden detaillierte Diskussionspapiere für die Verbreitung und fachliche Diskussion mit Stakeholdern erstellt;
- Veröffentlichungen im IEA Technology Bulletin und im IEA DSM Newsletter Spotlight.

Das österreichische Vorhaben fokussierte auf eine Beteiligung an zwei der insgesamt 6 Subtasks:

- AP 1 sah die aktive Mitarbeit am Subtask 15 „Demand Response Energy Services Business Models“ vor;
- AP 2 liefert Beiträge zum Subtask 16 „National Implementation Activities“.

## **2.3. Methodik und Vorgangsweise**

### **2.3.1. Arbeitspaket 1**

Für die Analyse der potentiellen Marktsektoren und Kunden für DR-Dienstleistungen sowie für die Analyse der Ausgleichs- und Regenergiemärkte kamen in erster Linie Desktop Research und Experteninterviews zum Einsatz. Dafür wurden die Ergebnisse bestehender Analysen und Potentialstudien zusammengeführt und verdichtet. Für die Kosten der DR-Implementierung wurden Richtpreise erhoben.

Die Erstellung der Business Cases stützt sich auf den Ansatz der strategischen Produktentwicklung von Energiedienstleistungen, wie er im EU-Projekt ChangeBest ([www.changebest.eu](http://www.changebest.eu)) entwickelt wurde. Dieser Ansatz enthält unter anderem die Methode einer strukturierten Kunden-Technologie-Matrix zur Selektierung besonders aussichtreicher Marktfelder<sup>6</sup>.

### **2.3.2. Arbeitspaket 2**

Im AP2 kamen zur Definition der Rolle des Project Facilitators und für die Erstellung eines Diskussionspapiers mit Empfehlungen zur weiteren EDL-Entwicklung in Österreich in erster Linie Desk- und Internet Research sowie ExpertInneninterviews mit relevanten Stakeholdern (Contractoren, Finanzinstituten, Projektentwickler, Gebäudeeigentümer) zum Einsatz. Zudem wurden Praxiserfahrungen aus realisierten Projekten analysiert und im Rahmen der IEA DSM Expertenplattform diskutiert und bewertet.

---

<sup>6</sup> K. Leutgöb, W. Irrek et al.: Strategic product development for the energy efficiency service market, Guideline developed in the frame of the EU-project ChangeBest, June 2011; [www.changebest.eu](http://www.changebest.eu)

### **3. Ergebnisse des Projektes**

#### ***Arbeitspaket 1***

Für die Entwicklung von DR-Dienstleistungen wurde eine Potenzialanalyse für Österreich und eine detaillierte Analyse des Regelenergiemarkts durchgeführt. In weiterer Folge wurde ein Erlösmodell entwickelt, welches eine erlösseitige Bewertung der jeweiligen, am Regelenergiemarkt gehandelten, Produkte erlaubt.

Zu diesem Zweck wurden 2 Case Studies definiert, welche sich für den Tertiärregelmarkt gut eignen: Zum einen wurde die Produktion von Zement und zum anderen der Betrieb von Dienstleistungsgebäuden untersucht. Diese bieten – zumindest vordergründig – auf Grund ihrer technischen Voraussetzungen ein hohes Potenzial für eine konkrete Umsetzung von DR-Dienstleistungen.

#### ***Arbeitspaket 2***

Als Beispiel für die erfolgreiche Zielerreichung durch die Unterstützung der internationalen Partner sei die Schaffung eines Diskussionspapiers genannt, welches die Rolle des Project-Facilitators darstellt und in welchem auch die österreichische Perspektive dargestellt wird. Daraus resultierte auch die Entwicklung eines umfangreichen Leitfadens für Contracting-Projektentwickler, welcher der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt wurde.

Der „Leitfaden für Projektentwickler von Energie-Einspar-Contracting-Projekten“ vermittelt ein klares Bild des Anforderungsprofils eines ESC-Projektentwicklers und die verschiedenen Phasen eines ESC-Projekts. Dabei wird auch auf die Anforderungen und Kriterien eingegangen, welche ein Objekt erfüllen muss, um für ein derartiges Projekt in Frage zu kommen. Ein wesentliches Element des Leitfadens stellen auch Tipps für eine optimale Kommunikation im Rahmen der Projektplanungs- und Umsetzungsphase, Informationen zur Projektausschreibung, und der Vertragslegung dar.

Zur Darstellung und Verbreitung der Task 16 Ergebnisse sowie für internationalen Know-How-Austausch zu neuen EDL-Ansätzen wurde am 21.5.2015 von der Grazer Energieagentur unter Unterstützung der DECA und unter Beteiligung von Energie-Auditoren, Energieversorgern und Endkunden eine Veranstaltung abgehalten. Im Mittelpunkt der Veranstaltung stand dabei die Informationsweitergabe über Möglichkeiten, Energiedienstleistungen zur Erfüllung der Vorgaben des Bundes-Energieeffizienzgesetzes zu nutzen.

Im Vorfeld dieser Veranstaltung wurde ein Diskussionsworkshop in Graz abgehalten, der der Fragestellung nachging, inwieweit Contracting und sog. Energiesparbörsen im Sinne des Energieeffizienzgesetzes für die Maßnahmenbringung genutzt werden könnten. Dieser Workshop fand unter Beteiligung von Energieversorgern und Energiedienstleistern am 14.4.2015 im Franziskanerkloster in Graz statt.

Zur besseren Kommunikation und Unterstreichung der Notwendigkeit von Contracting-Projektentwicklern, wurden als Ergänzung zum Leitfaden für ESC-Projektentwickler zwei Kurzvideos produziert und veröffentlicht. Mit diesen wurde zunächst die Problematik der Umsetzung von Energieeffizienz-Maßnahmen in Eigenregie dargestellt (Video 1: <http://bit.ly/1I1LWED>). Darüber hinaus wurde auf die Vorteile der Durchführung eines Einsparcontractings hingewiesen, welche unter anderem in der Unterbindung des Rebound-Effekts und der Reduktion des Koordinations-Aufwandes beim Kunden liegen. Der Einbindung eines professionellen Projektentwicklers in das Umsetzungsvorhabens kommt eine entscheidende Rolle zu, was ebenso dargestellt worden ist (Video 2: <http://bit.ly/1OOfZgf>).

Als Beispiel wird in den Videos Wr. Neustadt gezeigt, welches in den letzten 2 Jahren 2 Contracting-Projekte ausgeschrieben hat. Es zeigt sich dabei, dass dieses Schema für Städte ein passender Ausweg aus dem Investitions-Dilemma sein kann.

### **3.1. Regelenergiemarkt**

Der österreichische Regelenergiemarkt ist ein hochreglementierter Markt, der von wenigen großen Marktteilnehmern dominiert wird. In den letzten Jahren wurden allerdings zahlreiche Anstrengungen unternommen, neue Marktteilnehmer am Regelenergiemarkt teilnehmen zu lassen, um die Liquidität im Markt zu erhöhen und damit die Kosten zu senken.

Der Regelenergiemarkt selbst ist in mehrere Teilmärkte bzw. Marktsegmente unterteilt, diese haben jeweils unterschiedliche Marktregeln und Teilnahmevoraussetzungen. Seit 2012 umfasst die Regelzone das gesamte Bundesgebiet von Österreich. 3 Regelenergiemärkte lassen sich unterscheiden (Fussi et al. 2011):

- Primärregelung (primary control, frequency containment reserves (FCR))
- Sekundärregelung (secondary control, frequency restoration reserves (FRR)), die Sekundärregelung ist weiter unterteilt in einen automatisierten Bereich und einen manuellen Bereich, wobei der manuelle Bereich gemeinsam mit der Tertiärregelung gehandelt wird.
- Tertiärregelung und Ausfallreserve (tertiary control, replacement reserves (RR))
- Unbeabsichtigter Austausch (unintentional deviation (Un.D.))

Wenn im Stromnetz Abweichungen zwischen Produktion und Nachfrage auftreten, was zu einer Abweichung der Sollfrequenz von 50 Hz führt, startet vollautomatisch die Primärregelung, die versucht, eine weitere Abweichung zu stoppen. Gleichzeitig startet die Sekundärregelung, die binnen 30 Sekunden die Primärregelung ablöst. Somit steht diese wieder für Regelvorgänge zur Verfügung. Die Sekundärregelung stellt wieder ein Gleichgewicht zwischen Produktion und Nachfrage her und damit eine Frequenz von 50 Hz.

Wenn die ursprüngliche Abweichung nach einigen Minuten noch immer besteht, dann wird die Tertiärregelung aktiviert, die die Regelung übernimmt und die Sekundärregelung entlastet bzw. ablöst.

### 3.1.1. Auswahl der relevanten Marktsegmente des Regelenenergiemarktes für Energiedienstleister

#### **Technische Anforderungen**

Alle Marktsegmente des Regelenenergiemarktes haben ihre eigenen technischen Anforderungen, Produkte und Marktmechanismen. Alle Marktteilnehmer müssen die sogenannte Präqualifikation, für die ein definiertes Verfahren (Details siehe: [www.apg.at](http://www.apg.at)) vorhanden ist, erfüllen. In der unten stehenden Tabelle werden diese technischen Anforderungen zusammengefasst:

**Tabelle 1: Präqualifikation gemäß ENTSO-E Policy 1**

	Leistung (2013)	Aktivierungs- zeitraum	Dauer		Ausschreibungsbedingungen, Mindestleistung für Angebote
Primärregel- leistung (PRL)	+ 66 MW - 66 MW	innerhalb 30 s	bis zu 15 Minuten	auto- matisch	Kraftwerke; min. +/- 2 MW (positiv und negativ)
Sekundär- regelleistung (SRL)	+ 200 MW - 200 MW	Start gemeinsam mit PRL, max. innerhalb 5 Minutes	50 Hz innerhalb 15 Minuten	auto- matisch	Kraftwerke oder andere Systeme; +/- 5 MW (positiv und negativ)
Ausfall- reserve (AR)	+ 180 MW	10 Minuten		manuell	Kraftwerke oder andere Systeme; von + 5 MW bis + 50 MW
Tertiärregel- leistung (TRL)	+ 100 MW - 125 MW	10 Minuten		manuell	Kraftwerke oder andere Systeme; von +/- 5 MW bis +/- 50 MW

In einem ersten Schritt musste ein Marktsegment ausgewählt werden, das für Energiedienstleister aus technischer Sicht am besten für den Einstieg geeignet erscheint. Nachdem als Hauptkriterien die Reaktionszeit und die schaltbare Leistung herangezogen wurden, wurden sowohl Primär- als auch Sekundärregelenergie ausgeschlossen. Für den Primärregelenergiemarkt sind nur Kraftwerke zugelassen, der Sekundärregelenergiemarkt ist zwar nicht auf diese Gruppe beschränkt, die Reaktionszeit ist jedoch sehr kurz und die Regelung muss automatisiert erfolgen. Für spätere Überlegungen sollte der Sekundärregelmarkt aber jedenfalls in Betracht gezogen werden.

Aus all diesen Überlegungen heraus fokussieren die Überlegungen auf den Tertiärregelmarkt, der gemeinsam mit der Ausfallreserve gehandelt wird. Diese



Ausfallreserve gehört zwar formal zum Sekundärregelmarkt, sie besitzt aber die gleichen technischen Anforderungen wie der Tertiärregelmarkt und wird daher auch gemeinsam gehandelt.

### ***Größe des Regelenergiemarkts***

Das gesamte Marktvolumen des Regelenergiemarktes betrug 2014 203 Mio. EUR, 2013 waren es 172 Mio. EUR. Die Ausgaben für den Tertiärregelmarkt betragen im Jahr 2014 rund 24 Mio. EUR (2013: 30 Mio. EUR, 2012 20 Mio. EUR), 65% (2013: 86%) der Ausgaben betrafen die Leistungsreserven (Leistungsvorhaltung) und 35% (2013: 14%) wurde für Arbeit (nach Abruf der Leistung) ausgegeben.

## **3.1.2. Überblick über Marktregeln und Produkte**

### ***Marktregeln***

Der Regelenergiemarkt ist hoch reglementiert, aber gleichzeitig liberalisiert mit klaren Marktregeln, die detailliert dokumentiert sind. Dabei werden die Produkte über Auktionen gehandelt. Diese Auktionen werden seit 1.1.2012 von der APG (Austrian Power Grid AG) organisiert und abgewickelt. Die Marktregeln können unter [www.apg.at](http://www.apg.at) eingesehen werden.

### ***Ausschreibungen beim Tertiärregelenergiemarkt***

Alle Marktsegmente werden unabhängig voneinander ausgeschrieben und auktioniert. Es gelten auch jeweils unterschiedliche Bedingungen und es werden unterschiedliche Produkte gehandelt.

Im Tertiärregelenergiemarkt gibt es 2 verschiedene Produkte:

- Market maker, dort sind die Leistungspreise für einen Zuschlag entscheidend
- Day-ahead, wo nur Arbeitspreise angeboten werden

Das gesamte Volumen der Ausschreibung beträgt normalerweise:

- +280 MW (Nachfrage übersteigt die Produktion, z.B. im Falle eines Kraftwerk-ausfalls),
- -125 MW (Produktion übersteigt Nachfrage, z.B. unvorhergesehene Windkraftproduktion).

Regelenergieanbieter müssen Leistungsblöcke im Bereich von 5 bis 50 MW anbieten, wobei diese Leistungsblöcke nicht nur Kraftwerke sein müssen, sondern auch einzelne oder aggregierte Endverbraucher in Frage kommen. Alle Anbieter müssen einen Rahmenvertrag mit der APG abgeschlossen haben.

Der Abruf der Tertiärregelleistung erfolgt auf Basis einer gemeinsamen Merit order-Liste. Wenn erforderlich, wird das Angebot mit dem niedrigsten Energiepreis abgerufen (bei positiver Regelleistung), bei negativer Regelleistung erhält das Angebot mit dem höchsten Energiepreise den Zuschlag. Die Mindestabrufdauer beträgt 15 Minuten.

Bei der Einschätzung der technischen Potenziale für Lastverschiebungen von Stromverbrauchern muss berücksichtigt werden, dass diese von zahlreichen Faktoren abhängen, eine Zusammenstellung der zu berücksichtigenden Aspekte findet sich in der folgenden Abbildung (Oberhofer 2013).

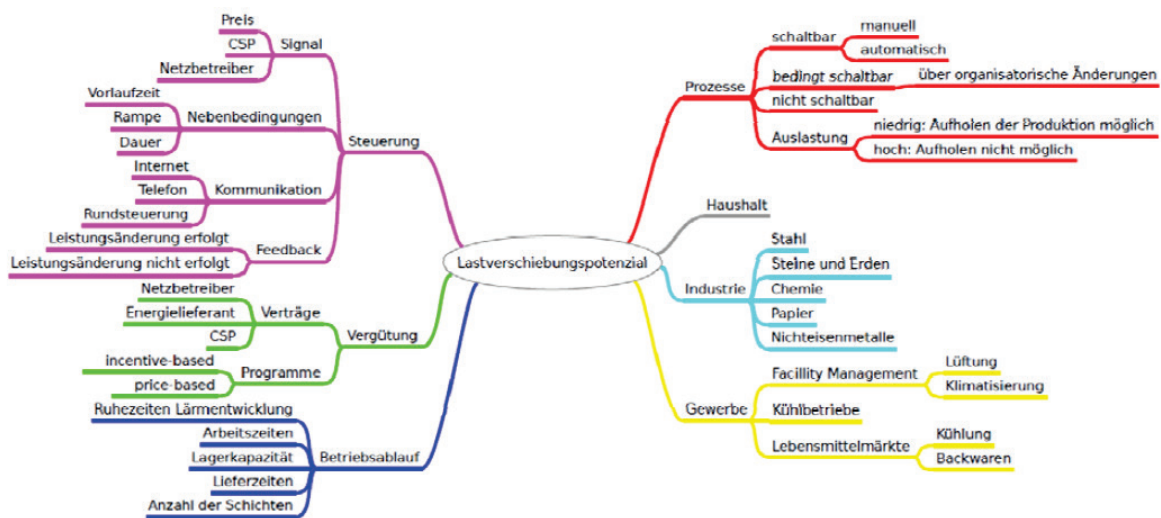


Abbildung 1: Einflussfaktoren für DSM Potenziale (Q: Oberhofer 2013)

### 3.1.3. Empirische Ergebnisse

Es zeigt sich, dass für die Preise starke Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenendtagen, zwischen den einzelnen Zeitscheiben, aber auch zwischen positiver und negativer Regelleistung bestehen.

Eine etwas detailliertere Analyse hatte zum Ziel, Produkte mit niedrigen, mittleren und hohen Leistungspreisen zu ermitteln. Das ist insofern von hoher strategischer Bedeutung, als durch die Auswahl der entsprechenden Produkte einerseits die Erlöse optimiert werden können, andererseits können Produkte gewählt werden, die optimal in das betriebliche Geschehen integriert werden. Klarerweise sind gewisse Zeitscheiben, die aus jeweils 4 Stunden bestehen, für manche Verbraucher ausgeschlossen, etwa wenn Anlagen am Wochenende nicht in Betrieb sind und daher für DSM nicht zur Verfügung stehen.

**Tabelle 2: Durchschnittliche wöchentliche Preise für 2013 (Q: APG 2014; eigene Berechnungen e7; 0-4 ... von 0 bis 4 Uhr)**

durchschnittlicher Leistungspreis [EUR/MWh]	Mo-Fr (+)	Sa-So (+)	Mo-Fr (-)	Sa-So (-)
niedrig [ $< 2$ ]	0-4	0-24	n.a.	n.a.
mittel [ $2-10$ ]	4-8	n.a.	8-24	n.a.
	12-16			
	20-24			
hoch [ $> 10$ ]	8-12	n.a.	0-8	0-24
	16-20			

Es zeigt sich deutlich, dass an Wochentagen insbesondere die Zeitscheiben von 8.00 bis 12.00 Uhr und von 16.00 bis 20.00 Uhr hohe Erlöse erwarten lassen, allerdings nur bei positiver Regelleistung (Abschaltung von Verbrauchern). An Wochenenden lassen sich für positive Regelleistung nur geringe Preise erzielen. Durch das Anbieten von negativer Regelleistung, also das Zuschalten von Verbrauchern oder das Drosseln von Stromproduktionsanlagen, werden am Wochenende ganztägig hohe Preise erzielt, an Wochentage jedoch nur zwischen 0.00 und 8.00 Uhr.

Die strategische Bedeutung dieser Datenzusammenstellung lässt sich an einem Beispiel illustrieren: Für ein Unternehmen, das am Wochenende geschlossen ist, macht es keinen Sinn, für diesen Zeitraum negative Regelleistung anzubieten. Das dazu erforderliche Personal würde zusätzliche Kosten verursachen ohne ansonsten produktiv zu sein. Allerdings: Für ein Unternehmen, das am Wochenende ihre Anlagen auf Teillast in Betrieb hat, könnten diese Produkte sehr interessant sein. Je nach konkreten Rahmenbedingungen könnte der Betrieb bei Bedarf (Abruf der APG) auf Vollast gehen und damit über die (hohen) Leistungserlöse hinaus auch Energieerlöse erzielen, da für diese Zeit entweder deutlich geringere Energiekosten anfallen bzw. sogar negative Arbeitspreise auftreten und die APG für den tatsächlichen Energiebezug im Abrufzeitraum bezahlt werden muss.

Es müssen aber immer die konkreten Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Häufig verursachen Schaltvorgänge zusätzlichen Verschleiß, der bei großen Produktionsanlagen mit erhöhten Wartungskosten und einem erhöhten Risiko für Anlagenausfälle verbunden ist. Allerdings finden je nach Produkt nur sehr wenige Abrufe statt: Im Jahr 2013 wurde die positive Regelenergie nur rund 100 mal abgerufen, bei der negativen Regelenergie waren es überhaupt nur 4 Abrufe. Diese Abrufwahrscheinlichkeiten sollten daher bei der strategischen Ausrichtung von DSM-Maßnahmen und der ökonomischen Bewertung berücksichtigt werden.

## 3.2. *Machbarkeitsstudien für neue Geschäftsmodelle für Energiedienstleister*

### 3.2.1. Einfaches Erlösmodell mit Durchschnittspreisen

Für eine grobe Machbarkeitsabschätzung für neue Energiedienstleistungen im Bereich DSM wurde ein einfaches Erlösmodell entwickelt, das eine Abschätzung möglicher Erlöse aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt erlaubt, wobei ausschließlich der Tertiärregelenergiemarkt betrachtet wird. Als wesentliche Parameter wurden dabei

- (1) die Verfügbarkeit der schaltbaren Leistungen,
- (2) die durchschnittlichen Leistungspreise und
- (3) die zusätzlichen Erlöse aus der abgerufenen Regelenergie betrachtet.

Diese Erlöse können dann mit typischen Implementierungskosten verglichen werden. Die verbleibenden Erlöse, die zwischen dem DSM-Anbieter selbst und dem Energiedienstleister aufgeteilt werden müssen, stellen die eigentliche Basis für die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen dar. Das einfache Erlösmodell berechnet die möglichen Erlöse auf Basis von Durchschnittsleistungspreisen für eine angenommene schaltbare Leistung von 1 MW.

Dabei setzen sich die Erlöse aus einer Leistungs- und einer Arbeitskomponente zusammen. Die Leistungserlöse werden – unter der Annahme von erfolgreichen Geboten bei der Ausschreibung – für das Bereithalten der Leistung erzielt, die Arbeitserlöse werden nur dann erzielt, wenn die Leistung und die damit verbundene Arbeit auch tatsächlich von der APG abgerufen wird. Für das Erlösmodell werden die Arbeitserlöse als Anteil der Leistungserlöse berechnet, wobei der Anteil aus den Marktdaten für das Jahr 2013 abgeleitet wurde.

Folgende Variablen gehen in die Berechnung ein:

- Kapazitätspreis (Leistungspreis) [EUR je MW\*h]
- Verfügbarkeit der schaltbaren Leistung [h je Jahr]
- Zusätzliche Erlöse (z.B. aus der abgerufenen Energie; diese Erlöse werden als pauschaler Anteil der Leistungserlöse berechnet; ca. 15% in 2013) [EUR]

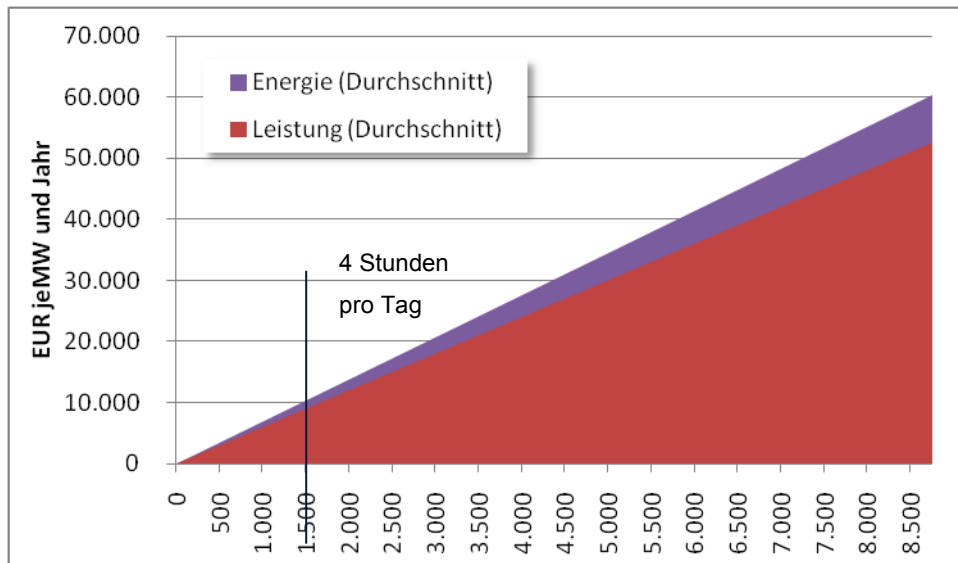
**Erlöse** [EUR je Jahr] = **Kapazitätspreis** [EUR je MW\*h] \* **Verfügbarkeit** der schaltbaren Leistung [h je Jahr] + **Zusätzliche Erlöse** [EUR je Jahr]

Im Jahr 2013 betrug der durchschnittliche Kapazitätspreis für positive Regelleistung ca. 6 EUR je MW\*h und ca. 9 EUR je MW\*h für negative Regelleistung. Allerdings schwankten die wöchentlichen Durchschnittspreise stark zwischen 0,50 und 17 EUR je MW\*h. Für eine erste Abschätzung wurden die erzielbaren Erlöse für folgende Daten ermittelt:

- 1 Stunde pro Woche

- 1 Stunde pro Tag
- 4 Stunden pro Tag (entspricht 1 Produkt á 4 h für Werktage und 1 Produkt für das Wochenende)
- 8 Stunden pro Tag (entspricht 2 Produkte für Werktage und 2 Produkte für das Wochenende)

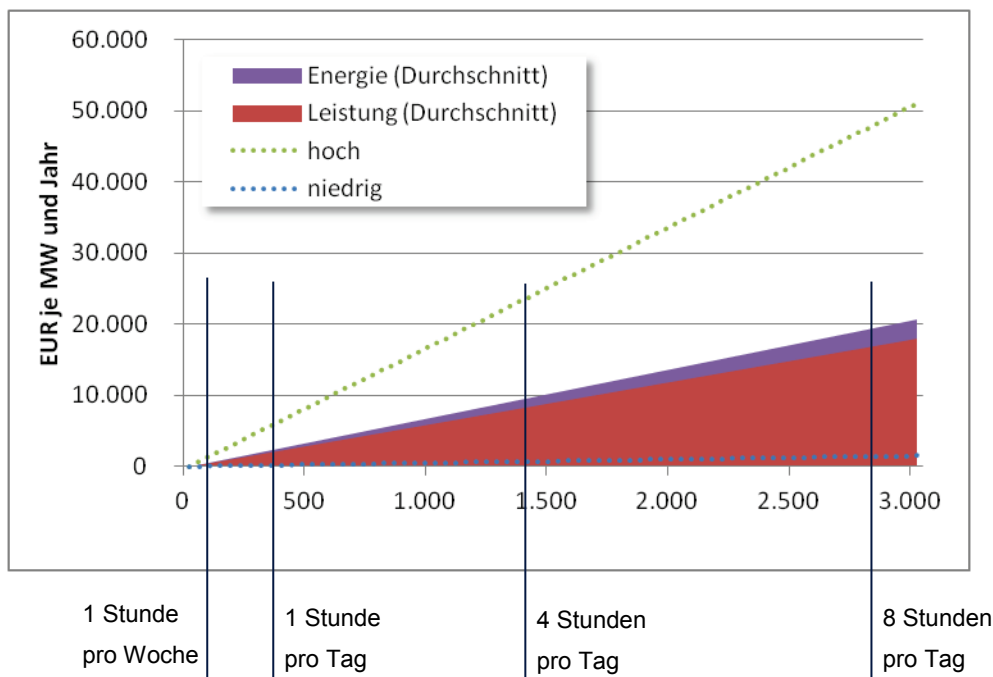
In der folgenden Abbildung sind die möglichen Erlöse in Abhängigkeit der Schaltdauer dargestellt:



**Abbildung 2: Mögliche Erlöse für positive Tertiärregelleistung in Abhängigkeit der angebotenen Jahresstunden (Q: eigene Berechnungen e7)**

Für 1 MW schaltbare Leistung und eine tägliche (angebotene) Schaltdauer von 8 Stunden, was 2 Produkten, sowohl werktags wie am Wochenende entspricht, lassen sich rund 20.000 EUR Erlösen. In der Praxis sind 8 h allerdings als sehr lange einzustufen.

Wird die Schaltdauer reduziert, dann verringern sich auch die Erlöse. In der folgenden Abbildung werden die Erlöse für verschiedene Schaltdauern dargestellt, zusätzlich werden die rechnerisch erzielbaren Erlöse beim maximalen und beim minimalen Preis abgebildet.



**Abbildung 3: Erlöse für positive Regelleistung (Q: eigene Berechnungen e7)**

Wird 1 MW schaltbare Leistung für 1 Stunde pro Tag angeboten, dann betragen die mit den Durchschnittspreisen berechneten jährlichen Erlöse ca. 2.500 EUR, bei hohen Preisen von 17 EUR je MW\*h steigen die Erlöse auf 7.000 EUR. 4 Stunden pro Tag (an allen 7 Tagen pro Woche) führt zu Erlösen in Höhe von ca. 10.000 EUR bei Durchschnittspreisen und 28.500 EUR unter Annahme von hohen Preisen. Werden die niedrigen Preise angelegt, so reduzieren sich die Erlöse auf unter 1.000 EUR. Für negative Regelenergie (Zuschalten von Verbrauchern) sind die Erlöse um ca. 50% höher.

### 3.2.2. Erlösmodell mit Produktpreisen

In einem erweiterten Erlösmodell wird nach Produktpreisen differenziert, d.h. es werden Durchschnittspreise gebildet für alle verschiedenen Produkte mit einer Differenzierung nach Zeitscheiben, positiver oder negativer Regelleistung und einer Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenende.

Wie vorher gezeigt wurde, unterscheiden sich die Preise für die einzelnen Produkte deutlich. Dabei wurden niedrige (< 2 EUR je MW\*h, rote Markierung), mittlere (2 bis 10 EUR je MW\*h, orange Markierung) und hohe (> 10 EUR je MW\*h, Grüne Markierung) Preise unterschieden. Diese Unterscheidung zeigt nicht nur die hohe Schwankungsbreite, sie hilft auch bei der strategischen Ausrichtung von DSM-Maßnahmen. Können beispielsweise Aggregate in der Nacht zugeschaltet (negative Regelleistung) werden, dann gibt es 6 verschiedene Produkte, die höhere Erlöse erwarten lassen, da die durchschnittlichen Preise zwischen 12,50 und knapp 20,00 EUR liegen. Soll der gleiche Prozess abgeschaltet werden (positive

Regelleistung), so lassen sich für die gleichen Zeiträume keine ähnlich hohen Preise erzielen, am Wochenende liegen diese gar generell unter 2,00 EUR je MW\*h.

**Tabelle 3: Durchschnittspreise für alle 24 Produkte (Q: E-Control, eigene Berechnungen e7)**  
rot ... niedriger Preis, orange ... mittlerer Preis, grün ... hoher Preis

Durchschnitts- preise für Regelleistung 2013 [EUR/MWh]	Mo-Fr (+)	Sa-So (+)	Mo-Fr (-)	Sa-So (-)
0 bis 4 Uhr	1,92	1,43	14,84	19,45
4 bis 8 Uhr	5,48	1,42	13,84	21,73
8 bis 12 Uhr	11,46	1,43	2,22	14,14
12 bis 16 Uhr	7,33	1,43	2,26	16,56
16 bis 20 Uhr	11,09	1,95	2,51	14,65
20 bis 24 Uhr	6,73	1,43	2,66	12,47

In der folgenden Tabelle wurde berechnet welche Erlöse für die jeweiligen Produkte für eine schaltbare Leistung in Höhe von 1 MW erzielbar sind. Die Berechnung erfolgte mit den durchschnittlichen Preisen für die jeweiligen Produkte.

**Tabelle 4: Erzielbare Erlöse für 1 MW und 4 Stunden je Tag (Q: eigene Berechnungen e7)**

Erzielbarer Jahreserlös je Produkt 2013 [EUR]	Mo-Fr (+)	Sa-So (+)	Mo-Fr (-)	Sa-So (-)
0 bis 4 Uhr	2.290	1.706	7.101	9.307
4 bis 8 Uhr	6.549	1.704	6.623	10.395
8 bis 12 Uhr	13.703	1.705	1.062	6.766
12 bis 16 Uhr	8.768	1.705	1.083	7.925
16 bis 20 Uhr	13.263	2.329	1.199	7.007
20 bis 24 Uhr	8.050	1.708	1.274	5.965

Für das erweiterte Erlösmodell werden folgende Variablen benötigt:

- schaltbare Leistung [MW]: ein/aus bzw. Leistungserhöhung oder -drosselung
- Verfügbarkeit der schaltbaren Leistung je Produkt (Zeitscheibe) [Stunden]: 1 bis 4 h
- Anzahl der Wochen: 1 bis 52 Wochen
- Anzahl an angebotenen Tagen je Produkt: 1 bis 5 Tage (Werktags-Produkte); 1 oder 2 Tage (Wochenendprodukte)
- Leistungspreis (je Produkt) [EUR pro MW\*h]

- Zusätzliche Erlöse (z.B. aus der abgerufenen Energie; diese Erlöse werden als Anteil der Leistungserlöse berechnet; ca. 15% in 2013) [EUR]

**Gesamterlös** [EUR pro Jahr] =  $\Sigma(\text{Schaltbare Leistung [MW]} * \text{Leistungspreis [EUR je MW*h]} * \text{Verfügbarkeit je Produkt [h]} * \text{Anzahl der Wochen} * \text{Anzahl der Tage je Produkt}) + \text{Zusätzliche Erlöse [EUR pro Jahr]}$

Die Regelleistungserlöse werden also als Summe der Erlöse aus den einzelnen Produkten mit je verschiedenen Leistungspreisen berechnet. Erlöse aus abgerufener Energie werden wiederum pauschal als Anteil der Leistungserlöse berechnet.

Mit dem erweiterten Erlösmodell lassen sich einerseits die Erlöse deutlich realitätsnäher berechnen. Zudem erlaubt sie, strategische Fragen zu klären. Unternehmen können sich diejenigen Produkte auswählen, die optimal zu bestehenden Unternehmensprozesse passen. Unternehmen, die ihre Anlagen im 3-Schicht-Betrieb fahren, können sich beispielsweise die Produkte mit den höchsten Erlöspotenzialen auswählen. Die Wahl der jeweiligen Strategie muss allerdings von Fall zu Fall gesondert erfolgen.

### **3.2.3. Implementierungskosten für DSM**

Die Implementierung von DSM-Maßnahmen ist mit verschiedenen Kosten verbunden (Gruber et al. 2014). Diese Kosten können eingeteilt werden in:

- Investitionskosten,
- Fixkosten und
- laufende Kosten.

Kreuder et al. (2013) haben dazu eine umfassende Erhebung durchgeführt, bei der sowohl Industrieprozesse als auch Querschnittstechnologien, die sich für DSM-Maßnahmen eignen, berücksichtigt wurden.

#### ***Investitionskosten***

Die erforderlichen Investitionskosten lassen sich weiter unterteilen in Kosten, die unabhängig von der konkreten Anlage anfallen (z.B. Entwicklung einer DSM-Strategie, organisatorische Anpassungen) und in Investitionen, die erforderlich sind, um die spezifischen Aggregate als schaltbare Leistungen zur Verfügung zu haben (Regelungstechnik, Datenkommunikation).

In der erwähnten Erhebung geben die meisten untersuchten Unternehmen an, dass sie Kosten in Höhe von 6.000 EUR für die Entwicklung einer DSM-Strategie für realistisch halten. Zusätzlich werden 3.000 EUR an Kosten für die erforderlichen Kommunikations-



einrichtungen für die Kommunikation mit einem erforderlichen Aggregator veranschlagt. Diese Kommunikationseinrichtungen erlauben das Schalten von Leistungen durch eine externe Einrichtung.

Aggregat-spezifische Investitionen umfassen die Regelungstechnik, die in vielen Fällen schon vorhanden ist und sonstige technische Einrichtungen wie Frequenzumformer oder dimmbare Vorschaltgeräte, die eine Leistungsregelung erst ermöglicht. Dabei werden die Kosten für Frequenzumformer in Höhe von 6 bis 9 EUR je kW angegeben, für dimmbare Leuchten werden 100 EUR je Leuchte veranschlagt. Messeinrichtungen werden mit 1.000 EUR Hardware und weiteren 1.000 EUR für Software für die Integration von Mess- und Regelungstechnik abgeschätzt.

### ***Fixkosten***

Die jährlich erforderlichen Personalkosten für die Umsetzung von DSM-Maßnahmen werden mit 2.000 bis 5.000 EUR abgeschätzt. Allerdings wird erwartet, dass sich diese Kosten auf Grund von Lerneffekten und Know-how-Aufbau in den Folgejahren deutlich reduzieren. Zu den erforderlichen Datenaustauschkosten liegen sehr unterschiedliche Angaben vor, Kreuder et al. (2013) gehen davon aus, dass dafür keine zusätzlichen Kosten erforderlich sein werden.

### ***Variable Kosten***

Die befragten Unternehmen gehen davon aus, dass für jede Aktivierung zusätzliche Personalkosten anfallen, da insbesondere Industriebetriebe in jedem einzelnen Fall entscheiden müssen, ob eine Schaltung erfolgen darf oder nicht. Diese werden auf Basis eines Stundensatzes von 50 EUR und einer erforderlichen Zeit von rd. 10 Minuten auf 8 EUR je Aktivierung geschätzt.

## **3.2.4. Aggregation von DSM-Dienstleistungen**

Durch die strengen technischen Anforderungen für die Präqualifikation, dessen Erfüllung die Voraussetzung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt darstellen, ist es klar, dass nur sehr wenige Betriebe in der Lage sind, die Präqualifikationsbedingungen alleine zu erfüllen. Insbesondere die Mindestleistung von 5 MW und die garantierte Mindestschaltdauer von 4 Stunden täglich stellt für die überwiegende Zahl an Interessenten eine unüberwindbare Hürde dar. Allerdings erlauben die Marktregeln die Aggregation von DSM-Anlagen. Diese Aggregatoren müssen für die von ihnen betreuten Anlagen so wie alle Marktteilnehmer die jeweils gültigen Präqualifikationsbedingungen erfüllen, was in der Praxis bedeutet, dass hohe Redundanzen erforderlich sein müssen und die Durchgriffsrechte auf Verbraucher sichergestellt werden muss.

Nachdem in der Praxis diese Aggregation von DSM-Anlagen eine Grundvoraussetzung für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt darstellt, sind mit dieser Anforderung weitere Kosten verbunden. Wie hoch diese Kosten sind, lässt sich gegenwärtig nur schwer abschätzen, da es bislang nur sehr wenige Anbieter gibt und alle Anlagen individuell geprüft und bewertet werden müssen.

### **3.3. *Busines Cases für DR-Dienstleistungen***

Anhand von zwei Fallstudien wurde mit Hilfe der in Kapitel 3.2 dargestellten Erlösmodelle untersucht, ob und unter welchen Bedingungen eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt sinnvoll erscheint.

Für das erste Fallbeispiel wurde die Zementindustrie ausgewählt, da dazu halbwegs brauchbare Daten (Berger et al. 2013) vorliegen. Beim zweiten Beispiel handelt es sich um ein typisches, mittelgroßes Bürogebäude, das mit der Lüftung und mit der Kühlung schaltbare Lasten bereitstellen kann.

#### **3.3.1. Fallbeispiel 1: Zementindustrie**

Bei industriellen Prozessen wird Demand Side Management (DSM) schon länger angewandt. Üblicherweise werden dazu bei Bedarf Unternehmen mit (sehr) großen schaltbaren Lasten direkt von den Netzbetreibern kontaktiert.

Für die Entwicklung von Geschäftsmodellen für Energiedienstleistern werden die hochspezialisierten Kernprozesse nicht betrachtet, da Eingriffe in diese als sehr riskant angesehen werden müssen. Die Zementindustrie eignet sich insbesondere daher gut für ein Fallbeispiel, da die Anzahl der Betriebe in Österreich relativ gering ist, alle Anlagen aus technischer Sicht ähnlich strukturiert sind und einige Prozesse sich gut für DSM eignen. In der Zementindustrie wird DSM schon länger angewandt, allerdings üblicherweise mit dem Ziel, Spitzenlasten zu vermeiden.

In Berger et al. (2013) sind 2 Betriebe mit DSM-Potenzial detailliert beschrieben. Dabei stellen Steinbrecher und Zementmühlen die wesentlichen Anlagen dar, die für DSM-Maßnahmen genutzt werden können. Am besten für DSM sind die Zementmühlen geeignet, da diese vom eigentlichen Zementproduktion weitgehend entkoppelt sind. Wenn entsprechende Lager vorhanden sind, dann lassen sich diese Zementmühlen so lange ausschalten, bis die Lager für Rohzement, der in den Mühlen gemahlen wird, an ihre Kapazitätsgrenze kommen, also voll sind.

**Tabelle 5: Technische Daten für Fallbeispiel 1 (Q: Berger et al. 2013)**

	Leistung	Maximale Schaltdauer	Schalzhäufigkeit	Vorlaufzeit
Brecher 1	2 MW	4 h	20 mal jährlich	1 Stunde
Zementmühle 1	3 MW	4 h	40 mal jährlich	1 Stunde
Brecher 2	2 MW	1 h	täglich	1 Stunde
Zementmühle 2	3 MW	2 h	täglich	1 Stunde

In Anhängigkeit der unterschiedlichen Betriebsabläufe der einzelnen Betriebe, können verschiedene DSM-Strategien sinnvoll sein. Wenn am Wochenden fachlich versiertes Personal verfügbar ist und die Mühlen sind nur teilweise in Betrieb, so kann es sinnvoll sein, negative Regelleistung, also das Zuschalten von Anlagen, anzubieten. An Werktagen können die Produkte ausgewählt werden, die die höchsten Erlöse erwarten lassen. Für das Fallbeispiel 1 wurden folgende Annahmen getroffen:

**Tabelle 6: Erlösberechnungen Fallbeispiel 1 (Q: eigene Berechnungen e7)**

Variable	Fallbeispiel 1a	Fallbeispiel 1b
Strategie	(1) positive Regelleistung Mo-Fr 16.00 - 20.00;	(1) positive Regelleistung Mo-Fr 16.00 - 20.00;
	(2) negative Regelleistung Sa-So 8.00 - 12.00	(2) negative Regelleistung Sa-So 8.00 - 12.00
Kapazitätspreis (Durchschnitt)	6 EUR je MW*h (+) 9 EUR je MW*h (-)	6 EUR je MW*h (+) 9 EUR je MW*h (-)
	Kapazitätspreis (Produkte)	
	(1): 11,09 EUR je MW*h (2): 14,14 EUR je MW*h	(1): 11,09 EUR je MW*h (2): 14,14 EUR je MW*h
Dauer	4 h	1 h
Leistung	5 MW	5 MW
Verfügbarkeit je Produkt	4 h	1 h
Anzahl der Wochen	10 (10 Schaltungen werktags, 10 Schaltungen am Wochenende)	52
Anzahl der Tage je Produkt	(1): 1 Tag (2): 1 Tag	(1): 5 Tage (2): 2 Tage
	<b>Erlös</b> <b>(Durchschnittspreise)</b>	<b>3.450 EUR</b>
<b>Erlös</b> <b>(Produktpreise)</b>	<b>5.803 EUR</b>	<b>25.036 EUR</b>

Es ist leicht zu erkennen, dass die erzielbaren Erlöse stark von den angenommenen bzw. am Markt erzielbaren Preisen, den schaltbaren Leistungen und den jeweils vorherrschenden Bedingungen abhängen. Stellt man die erzielbaren Erlöse zu den erwarteten Kosten in

Relation, so ist klar, dass das Fallbeispiel 1a kein praktikables Modell darstellt. Für das Fallbeispiel 1b sieht die Sache etwas anders aus: Hier muss eine detaillierte Analyse klären, ob sich unter den konkreten Rahmenbedingungen die Entwicklung eines Geschäftsmodelles auszahlt. Dabei müssen weitere Aspekte wie die Erhöhung des Verschleißes der Anlagen durch Schaltvorgänge in die Untersuchung einfließen.

### **3.3.2. Fallbeispiel 2: Bürogebäude**

Die Integration von Gebäuden in sogenannte Smart Grids wird als wichtige Frage gesehen (Meisel et al. 2012). Die Kernidee stellt dabei die Nutzung thermischer Speicher in Gebäuden dar. Insbesondere Gebäude mit zentralem Monitoring sowie Steuer- und Regeltechnik (Gebäudeleittechnik, GLT) sind im Prinzip für diesen Zweck gut geeignet. Die einzige Zusatzinvestition stellt in diesem Fall die Installation von zusätzlichen Sensoren dar. In der vorher genannten Studie werden Szenarios berechnet, die von einer Zahl von 20.000 Gebäuden ausgehen, die sich für DSM eignen.

Kreuder et al. (2013) geht davon aus, dass Lüftungsanlagen die optimalen DSM-Anlagen darstellen, gefolgt von Kühlung, Beleuchtung, Umwälzpumpen, Wärmepumpen und Warmwasserbereitung.

Im Folgenden werden die potenziellen Erlöse für ein mittleres Bürogebäude mit ca. 15.000 m<sup>2</sup> Nutzfläche berechnet. Neben Lüftung und Kühlung wäre insbesondere die Heizung mittels Wärmepumpen interessant für DSM-Maßnahmen, allerdings sind Wärmepumpen bei mittleren und großen Bürogebäuden (noch) nicht sehr häufig, sodass hier nur die Erlöse für die Lüftung und die Kühlung abgeschätzt wurden.

Nach Berger et al. (2013) können sowohl die Lüftung als auch die Kühlung maximal 2 mal täglich für 15 Minuten ausgeschaltet werden. Klobasa (2007) geht hingegen von 1 Stunde täglich aus, ohne die Anzahl zu spezifizieren oder im Detail zu begründen. Bei der Berechnung der möglichen Erlöse muss jedoch berücksichtigt werden, dass Bürogebäude üblicherweise nur werktags in Betrieb sind und somit die Regelenergieprodukte für das Wochenende nicht berücksichtigt werden können. Für die Kühlung gilt die Einschränkung, dass diese nur in der warmen Jahreshälfte für Schaltvorgänge zur Verfügung steht und zu Zeiten der höchsten Kühlleistung eine allfällige Abschaltung eher kritisch ist. Für das Fallbeispiel 2 wurde angenommen, dass sowohl Lüftung als auch Kühlung 2 mal täglich für 15 Minuten abgeschaltet werden können. Eine Zuschaltung von Anlagen wäre im Prinzip möglich und wird z.T. auch angewandt (Vorkühlung von Gebäuden), wird hier aber auf Grund der hohen Komplexität nicht berücksichtigt.

In den beiden folgenden Tabellen werden die Annahmen und Rahmenbedingungen für das Fallbeispiel 2 zusammengefasst:

**Tabelle 7: Technische Daten für Fallbeispiel 2 (Q: e7)**

<b>Bürogebäude</b>	
Nutzfläche	15.000 m <sup>2</sup>
<b>Lüftung</b>	
spezifischer Energieverbrauch	15 kWh je m <sup>2</sup>
Volllaststunden	4.000 h
Leistung	56 kW
<b>Kühlung</b>	
Spezifische el. Leistung	30 W je m <sup>2</sup>
Volllaststunden	500 h
Leistung	450 kW

**Tabelle 8: Daten für DSM Fallbeispiel 2 (Q: Berger et al. 2013, e7)**

	<b>Leistung</b>	<b>Max. Dauer</b>	<b>Häufigkeit</b>	<b>Vorlaufzeit</b>
Lüftung	56 kW	15 Minuten	2 mal täglich	5 Minuten
Kühlung	450 kW	15 Minuten	2 mal täglich	5 Minuten

**Tabelle 9: Berechnung der Erlöse für Fallbeispiel 2 (Q: eigene Berechnungen e7)**

<b>Variable</b>	<b>Fallbeispiel 2 - Lüftung</b>	<b>Fallbeispiel 2 - Kühlung</b>
Strategie	(1) positive Regelleistung Mo-Fr 8.00 - 12.00; (2) positive Regelleistung Mo-Fr 16.00 - 20.00	(1) positive Regelleistung Mo-Fr 8.00 -12.00; (2) negative Regelleistung Mo-Fr 16.00 - 20.00
Kapazitätspreis (Durchschnitt)	6 EUR per MW and hour (+)	6 EUR per MW and hour (+)
Kapazitätspreis (Produkte)	(1): 11,46 EUR je MW*h (2): 11,09 EUR je MW*h	(1): 11,46 EUR je MW*h (2): 11,09 EUR je MW*h
Dauer	15 Minuten	15 Minuten
Leistung	56 kW	450 kW
Verfügbarkeit je Produkt	15 Minuten	15 Minuten
Anzahl Wochen	52	15
Tage je Produkt	(1): 5 Tage (2): 5 Tage	(1): 5 Tage (2): 5 Tage
<b>Erlös</b> <b>(Durchschnittspreis)</b>	<b>50 EUR</b>	<b>404 EUR</b>
<b>Erlös</b> <b>(Produktpreise)</b>	<b>94 EUR</b>	<b>759 EUR</b>

Obwohl es sich bei dem angenommenen Bürogebäude nicht um ein kleines Objekt handelt, sind die erzielbaren Erlöse sehr gering. Um auf Erlöse zu kommen, die in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der Zementindustrie liegen, müssten 30 Büros zusammengefasst werden. Die Ursache für dieses Missverhältnis liegt neben den vergleichbar geringen Leistungen darin, dass in Gebäuden sehr hohe Anforderungen an die entsprechenden Komfortparameter gelegt werden und Abweichungen keinesfalls auftreten dürfen. Somit sind sowohl Anzahl als auch Dauer von Schaltvorgängen nicht sehr hoch. Zur Erhöhung dieses Potenzials werden weitere Forschungsaktivitäten erforderlich sein. Insbesondere die Einbindung von Wärmepumpen, von elektrischen Speichern in Kombination mit der Nutzung von thermischen Massen stellen dabei interessante Fragestellungen dar (vgl. [www.ascr.at](http://www.ascr.at)).

### **3.4. Zusammenfassung der Ergebnisse**

#### **3.4.1. Tertiärregelmarkt als Grundlage der Entwicklung von Business**

##### **Cases**

Für die Erstellung von Business Cases war es erforderlich, die Marktmechanismen im Detail zu analysieren. Besonders im Fokus stand dabei die Erlösseite. Allfällige Marktzutrittsmechanismen wurden thematisiert, aber nicht im Detail analysiert. Nachdem der Regenergiemarkt sehr komplex, aber zugleich hochgradig reguliert ist, musste vorab eine Auswahl getroffen werden, welcher Markt für allfällige Business Cases überhaupt in Frage kommt. Ausgeschlossen werden konnte der Primärregelmarkt, der automatisiert über die Regelung in Kraftwerksgeneratoren abgewickelt wird. Der Sekundärmarkt ist vom Gesamtvolumen her der größte, im Prinzip auch für neue DR-Dienstleistungen tauglich, allerdings sind die technischen Anforderungen (Reaktionszeit etc.) sehr hoch.

Somit bleibt der Tertiärregelmarkt, der gemeinsam mit der Ausfallreserve als Grundlage für die Entwicklung von neuen Business Cases geeignet erscheint. Um diese Entscheidung abzusichern, wurden Expertengespräche mit einem DR-Anbieter (cybergrid) und mit dem Regulator E-Control geführt. Die gewählte Vorgangsweise wurde in diesen Gesprächen als sinnvoll bestätigt.

Eine wesentliche Grundlage für die Entwicklung von Business Cases war neben dem Verständnis der einzelnen gehandelten Produkte (Day-head, Marketmaker) die Analyse der potenziellen Erlöse. Diese unterschieden sich je nach Produkt, Zeitscheibe, Wochentag und Unterscheidung in positive oder negative Regelleistung und -energie stark.

Dazu wurde das Jahr 2013 detailliert ausgewertet und eine zusammenfassende Darstellung erarbeitet. Auf dieser Grundlage lassen sich strategische Entscheidungen für die Entwicklung von Business Cases ableiten.

Für die Erstellung der Business Cases wurden die Ergebnisse der vorangegangenen Tasks, insbesondere die Analyse des DR-Potenzials herangezogen. Als vielversprechende Case

Studien wurden die Sektoren „Zementherzeugung“ und „Dienstleistungsgebäude“ untersucht, da diese jeweils für weitere Anwendungen repräsentativ sind (Großverbraucher; Automatisierung von Regeleinrichtungen) und zugleich die Datenbasis zufriedenstellend ist. Für die ökonomische Analyse wurde ein vereinfachtes Erlösmodell entwickelt, das auf den Daten des Task 2 aufbaut und in einem Folgeschritt um die Kostenseite erweitert wurde. Dabei sind nicht nur die direkten Kosten (Investitionen, Personalkosten etc.), sondern auch allfällige Risiken (höherer Verschleiß durch vermehrte Schaltvorgänge) und erforderliche Transaktionskosten durch Automatisierung, Bündelung und Marktteilnahme enthalten.

### **3.4.2. Case Studies**

Im ersten untersuchten Fallbeispiel wurden 2 Zementwerke genauer untersucht. Je nach gewählter Strategie (Anzahl und Dauer der Schaltungen, Auswahl an Produkten) liegen die berechneten maximalen Erlöse für 5 MW Schaltleistung bei 6.000 bis 25.000 EUR pro Jahr.

Beim zweiten untersuchten Fallbeispiel handelte es sich um ein modernes Bürogebäude mit 15.000 m<sup>2</sup> Nutzfläche. Für die Flexibilität der Lüftung können maximal 100 EUR, für die Flexibilität der Klimatisierung maximal 750 EUR pro Jahr Erlöse erzielt werden. Diese niedrigen Werte ergeben sich aus den relativ geringen Leistungen und den hohen Anforderungen an den Komfort im Gebäude, was zu sehr kurzen Schaltdauern und einer geringen Anzahl an Schaltungen führt.

### **3.4.3. Machbarkeit und Kosten von DR-Dienstleistungen**

Aus den Ergebnissen des Case Studies lässt sich der Schluss ziehen, dass unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen die erzielbaren Erlöse nicht ausreichen, um die erforderlichen Kapitalkosten, die laufenden Kosten, die erforderlichen Transaktions- und Aggregationskosten sowie die Ertragsersparnis eines zwischen geschalteten Energiedienstleisters, der die Vermittlung übernehmen könnte, abzudecken.

Projekte wie das Aspern Smart City Research ([www.ascr.at](http://www.ascr.at)) zeigen, dass insbesondere das Zusammenwirken von Smart Grids und Smart Buildings in Kombination mit entsprechenden IKT-Systemen vielversprechende Ansätze für ein zukunftsfähiges Energiesystem aufzeigen können. Die Entwicklung von Geschäftsmodellen steht allerdings noch in ihrer Anfangsphase und ist noch nicht weit fortgeschritten.

Das in Österreich entwickelte Modell fließt direkt in die internationale IEA Implementing Agreement Demand Side Management ein.

### **3.4.4. Verbreitung der Ergebnisse, Project-Facilitator und Leitfaden für Projekt-Entwickler**

Aus der erfolgreichen Zusammenarbeit der internationalen Projektteilnehmer entstand ein Diskussionspapier, welches die Rolle des Project-Facilitators beschreibt. Darüber hinaus

entstand ein umfangreicher Leitfaden für Contracting-Projektenwickler, welcher einen umfassenden Einblick in das Wesen von Contracting-Projekten ermöglicht und Tipps aus der Praxis verbreitet.

Durch die Abhaltung eines Workshops am 21.5.2015 konnten die Ergebnisse des IEA DSM Tasks 16 verbreitet werden. Im Mittelpunkt der Veranstaltung standen die Möglichkeiten, Energiedienstleistungen zur Erfüllung der Vorgaben des Bundes-Energieeffizienzgesetzes zu nutzen.

Die Darstellung der Möglichkeiten von Contracting-Projekten wurde durch die Produktion zweier Kurzvideos ergänzt.

### **3.5. Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts**

- Amann, Christof; Bleyl, Jan W.; Amann, Stefan 2015: Demand Response Services: Economic Pre-Feasibility Model and Case Studies for Austria. IEA DSM Task 16 discussion paper. Vienna.
- Amann, Christof; Bleyl, Jan W.; Amann, Stefan 2015: DSM-Dienstleistungen. Wirtschaftliche Machbarkeit und Fallbeispiele. Endbericht. Wien. (unveröffentlicht)
- Bleyl, Jan W.; Bareit, Markus; Sattler, Peter 2015: Simplified measurement & verification + quality assurance instruments for energy, water and CO2 savings. Methodologies and examples.
- Bleyl, Jan W. et al. 2014: ESCo Market Development: A Role for “Facilitators” to Play. Including National Perspectives of Task 16 Experts. Discussion Paper.
- GEA and BEA 2014: Leitfaden für Projektentwickler von Energie-Einspar-Contracting-Projekten. Report erstellt im Rahmen von EESI2020.
- Bleyl, Jan W. 2014: What is Energy-Contracting (ESCo services)? A Taxonomy Paper. Discussion paper.
- ESCo market development: A role for Facilitators to play. ECEEE paper.

Die Publikationen können auf der Task-Website heruntergeladen werden: [www.ieadsm.org/task/task-16-innovative-energy-services-energy-contracting-esco-services/#section-7](http://www.ieadsm.org/task/task-16-innovative-energy-services-energy-contracting-esco-services/#section-7)

Internationale Verbreitungsaktivitäten finden sich in den beiden Jahresberichten zum IEA DSM Task 16.



## **4. Vernetzung und Ergebnistransfer**

### ***4.1. Österreichische Zielgruppe der Projektergebnisse***

Die Ergebnisse des Projekts sind in Anbetracht des wachsenden Interesses an Smart Grid- bzw. Smart Building-Lösungen für eine breite Zielgruppe relevant. Die durchgeführte DR-Potentialanalyse liefert eine Auswahl an möglichen Sektoren, die sich für DR-Dienstleistungen bevorzugt eignen, und damit auch über die zu erwartende Zielgruppe der Projektergebnisse. Besonders für jene Akteure, welche hinsichtlich der zu erfüllenden Kriterien (u.a. Größe der schaltbaren Leistung und Anzahl der entsprechenden schaltbaren Aggregate, Dauer der Schaltvorgänge) sowie der Anforderungen an die Verbraucherflexibilität (Schaltfestigkeit der Anlagen) für DSM zur Verfügung stehen, könnte eine zukünftige Teilnahme am Tertiärregelmarkt interessant sein.

Während es sich bei DSM um eine sehr kurzfristige Aktion handelt, um auf Netzgegebenheiten reagieren zu können, beschäftigt sich der zweite Themenblock des Projekts überwiegend mit langfristig angelegten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Die Zielgruppe der gewonnenen Erkenntnisse und der entsprechenden Veröffentlichungen umfasst insbesondere Energieauditoren, Energieberater und Contracting-Unternehmen.

### ***4.2. Einbindung relevanter Stakeholder***

Mit dem Projekt IEA DSM Task 16 wurde die Arbeit an der Weiterentwicklung und Erprobung von Energiedienstleistungen in Österreich fortgeführt. Dabei lag der Fokus einerseits auf der Entwicklung von marktgängigen Geschäftsmodellen für Demand-Response-Dienstleistungen einerseits und die Verbreitung der Ergebnisse des Tasks unter relevanten Stakeholdern in Österreich andererseits.

Um einen möglichst hohen Nutzen der IEA Task Ergebnisse für österreichische Zielgruppen sicherzustellen und die Ergebnisse unter relevanten Stakeholdern in Österreich verbreiten zu können, wurden mehrere nationale Verbreitungsaktivitäten organisiert. Dazu wurden Empfehlungen zur weiteren Entwicklung von Energiedienstleistungen und EDL-Ansätzen in Österreich formuliert und für die relevanten Zielgruppen (Marktteilnehmer, Energieagenturen, forschungs- und energiepolitische Entscheidungsträger) aufbereitet.

Damit werden auch Grundlagen für energie- und forschungspolitische Weichenstellungen zum Beispiel im Hinblick auf die nationale Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie erarbeitet. Des Weiteren wurden die Ergebnisse vor allem bei Vorträgen, Diskussionsrunden mit DECA, KPC und anderen Stakeholdern und bei Schulungen für Energiebeauftragte, Energiemanager, EUREM verwendet und weitergetragen. Die

Verbreitung der Ergebnisse des IEA DSM Task 16 unter relevanten Stakeholdern in Österreich wurde ein Discussion Paper zur Rolle des Projekt-Facilitors entwickelt. Für Projektentwickler wurde zudem ein Leitfaden zur Verfügung gestellt.

### **4.3. Relevanz der Projektergebnisse**

Auch wenn sich gezeigt hat, dass der Regelenergiemarkt unter den aktuellen Rahmenbedingungen keine wirtschaftliche Perspektive für Energiedienstleister bietet, so sind doch die gewonnenen Erkenntnisse von hoher Relevanz, etwas für die Beteiligung an Smart City-Projekten, die sich mit der Nutzung von nachfrageseitiger Flexibilität befassen.

Ebenso stellen die Ergebnisse eine wichtige Grundlage für Kooperationen mit sogenannten „Virtuellen Kraftwerken“ bzw. mit Aggregatoren dar, die dezentrale Verbraucher und Produktionseinheiten bündeln. Hier wird eine dynamische Marktentwicklung erwartet.

Zur Verbreitung der IEA DSM Task 16 Ergebnisse wurden am 14.4.2015 und 21.5.2015 in Graz Veranstaltungen abgehalten, bei welchen insbesondere die Rolle des „Project Facilitators“ und die Verbreitung des Leitfadens für Projektentwickler sowie der Perspektiven von EDLs vor dem Hintergrund des neuen Bundes-Energieeffizienzgesetzes im Zentrum standen.

Darüber hinaus wurden die Ergebnisse vor allem bei Vorträgen, Diskussionsrunden mit DECA, KPC und anderen Stakeholdern und im Rahmen von Schulungen weitergetragen, sodass sich unter anderem für Energiebeauftragte und Energiemanager ein direkter Mehrwert der Tätigkeit ergab.

Entsprechende Dokumente, welche bei den diversen Aktivitäten entstanden sind und für Publikationen gedacht sind, stehen unter [www.grazer-ea.at](http://www.grazer-ea.at) bzw. [www.eesi2020.eu/au](http://www.eesi2020.eu/au) zur Verfügung.

## **5. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen**

### **5.1. Gewonnene Erkenntnisse**

Die Machbarkeitsanalyse für DSM-Dienstleistungen hat gezeigt, dass der Regelenergiemarkt unter aktuellen Bedingungen keine wirtschaftliche Perspektive darstellt. Damit ist aber nicht gesagt, dass DSM nicht an Bedeutung gewinnen wird. Insbesondere im Kontext von Smart Cities, Smart Grids und Smart Buildings werden Flexibilitäten eine bedeutende Rolle spielen. Projekte wie „Aspern Smart City Research – ASCR“ haben sich diesen Fragen verschrieben und werden zeigen, welche Lösungen zielführend sind. Auch da wird es darum gehen, aus technischen Anforderungen und Lösungen entsprechende Geschäftsmodelle abzuleiten. Dabei sollten sowohl die entsprechenden Dienstleistungen, als auch die Geschäftsmodelle genauer untersucht und entwickelt werden.

Als ein wesentliches Ergebnis zeigt sich, dass für die mit DSM verbundenen Flexibilitäten hohes Interesse besteht. Mehrere Anbieter von sogenannten „Virtuellen Kraftwerken“ versuchen diese Flexibilitäten zu bündeln und auf den Märkten zu platzieren. Dabei liegt der Fokus aber nicht auf einem einzelnen Markt wie dem Regenergiemarkt, sondern auf umfassender wirtschaftlicher Optimierung: Tarifoptimierung durch Spitzenlastreduktion spielt dort ebenso eine Rolle wie die Bereitstellung von Ausgleichs- und Regenergie sowie der Energieeinkauf über die Strombörse. Es sollte untersucht werden, welche Rolle Energiedienstleister bei der Entwicklung solcher „Virtueller Kraftwerke“ spielen können und welche Geschäftsmodelle dabei zweckmäßig sind.

Energiedienstleistungen sind nach wie vor nicht business-as-usual, sondern eher die Ausnahme – ungeachtet der unbestreitbaren Vorteile für Kunden, Nutzer und Gesellschaft. Insofern ist es – gerade in Hinblick auf das Energieeffizienzgesetz – mehr denn je notwendig, die Entwicklung und Verbreitung sowohl von bestehenden Energiedienstleistungs-Modellen (Anlagen- und Einsparcontracting, z.B. durch Pilot- und Leuchtturm-Projekte), als auch von neuen Energiedienstleistungen samt Finanzierungsmodellen voranzutreiben.

Die wesentliche Schlussfolgerung ist, dass sich bei potenziellen Erlösen in Höhe von wenigen hundert Euro bis maximal 25.000 EUR pro Jahr, wie sie sich in den Fallbeispielen unter realistischen technischen Rahmenbedingungen ergeben haben, keine zukunftsfähige, selbstständige Geschäftsmodelle entwickeln lassen. Mit den Erlösen müssen sowohl Kapitalkosten, als auch laufende Ausgaben gedeckt werden, dazu kommen noch Transaktions- und Aggregationskosten. Auch wenn die tatsächlich zu erwartenden Kosten nicht im Detail berechnet wurden, kann diese Schlussfolgerung unter den gegebenen Rahmenbedingungen als gerechtfertigt angesehen werden.

Folgende Erkenntnisse sind darüber hinaus noch festzuhalten:

- Nur wenige österreichische Unternehmen haben schaltbare Leistungen von 1 MW oder mehr.
- Es gibt keine Garantie, dass die berechneten Erlöse auch tatsächlich erzielt werden. Die Marktregeln sind zwar transparent und recht einfach, aber ohne langjährige Erfahrung am Regenergiemarkt – wie das die wenigen gegenwärtigen Anbieter haben – ist eine Abschätzung der tatsächlich erzielbaren Erlöse schwierig.
- Die anfallenden Kosten für die Implementierung von DSM-Maßnahmen sind im Vergleich zu den Erlösen verhältnismäßig hoch.
- Die direkte Teilnahme am Regenergiemarkt ist nur für ganz wenige Unternehmen eine realistische Option. Für alle anderen wird der Marktzugang nur über einen Aggregator ermöglicht, was einen allfälligen Gewinn weiter schmälert.

- Letztlich stellt die Bereitstellung von Regelleistung nicht das Kerngeschäft der untersuchten Unternehmen dar. Zudem werden dadurch vorhandene Risiken erhöht: Im Falle der Zementindustrie ist durch die Zunahme an Schaltvorgängen ein zusätzlicher Verschleiß verbunden und ein vorzeitiger Ausfall einer Anlage wäre mit exorbitant hohen Kosten verbunden. Bei Bürogebäuden dürfen die Komfortparameter nicht verlassen werden. Die etwaige Abschaltung von Aggregaten könnte unter Umständen zu einer Reduktion des Nutzerkomforts führen, was eine drastische Verschlechterung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses bedeuten würde. Konkret erfordert das aufwändige Monitoringsysteme und "intelligente" Regelalgorithmen.

## **5.2. Ausblick und Anknüpfungspunkte**

Es lassen sich eine Reihe von Anknüpfungspunkten an die gewonnenen Erkenntnisse darstellen. Die Zahl der Praxisbeispiele für erfolgreiches Demand Side Management in Verbindung mit dem Regelenenergiemarkt in Österreich ist zwar gegenwärtig nur sehr gering, es handelt sich aber um ein dynamisches Marktumfeld. Laufend werden neue Marktplayer aktiv und es verändern sich auch die Marktregeln derart, dass eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt tendenziell einem größeren Kreis ermöglicht werden soll. Das betrifft z.B. die Präqualifikationsbedingungen.

Hohe Relevanz hat das Thema in den letzten Jahren im Kontext der Forschungsschwerpunkte für Smart Cities und insbesondere Smart Grids erhalten. Je höher die Vernetzung zwischen den Systemen und die Einspeisung von dezentralen Energiequellen ist, desto größer ist der Bedarf nach Algorithmen, die diese Vernetzung ermöglichen und den erforderlichen Ausgleich sicherstellen. Auch wenn viele dieser Initiativen noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden, so ist doch klar, dass sich in Kürze die Frage nach entsprechenden technischen Lösungen und damit verbundenen Geschäftsmodellen verstärkt stellen wird. Der Regelenenergiemarkt deckt zwar nicht den gesamten Markt für Demand Side Management ab, es lässt sich aber daran exemplarisch demonstrieren, wie solche Geschäftsmodelle ausschauen könnten und welche kritischen Parameter berücksichtigt werden müssen.

Die vorliegenden Arbeiten haben gezeigt, dass gegenwärtig unter den aktuellen Marktbedingungen der Regelenenergiemarkt für Demand Side Management nicht ganz einfach zu erschließen sein wird, es lässt sich aber erwarten, dass durch weitere Forschungsarbeiten (z.B. Smart Grid, Smart City) die Bedeutung von Demand Side Management steigen wird. Insbesondere wird zu erforschen sein, wie sich die Potenziale erhöhen lassen, ohne die betroffenen Nutzer zu beeinträchtigen und wie sich durch smarte Automatisierung die Transaktionskosten deutlich senken lassen.

## 6. Verzeichnisse

### 6.1. Literaturverzeichnis

#### 6.1.1. Weblinks

Link zur Taskwebsite:

- [www.ieadsm.org/task/task-16-innovative-energy-services-energy-contracting-esco-services/](http://www.ieadsm.org/task/task-16-innovative-energy-services-energy-contracting-esco-services/)

Link zum Downloadbereich:

- [www.ieadsm.org/task/task-16-innovative-energy-services-energy-contracting-esco-services/#section-7](http://www.ieadsm.org/task/task-16-innovative-energy-services-energy-contracting-esco-services/#section-7)

Kontext-Links:

- <http://www.deca.at>
- <http://www.contracting-portal.at>
- [www.changebest.eu](http://www.changebest.eu)

#### 6.1.2. Auflistung der Publikationen des Tasks

- Amann, Christof; Bleyl, Jan W.; Amann, Stefan 2015: Demand Response Services: Economic Pre-Feasibility Model and Case Studies for Austria. IEA DSM Task 16 discussion paper. Vienna.
- Amann, Christof; Bleyl, Jan W.; Amann, Stefan 2015: DSM-Dienstleistungen. Wirtschaftliche Machbarkeit und Fallbeispiele. Endbericht. Wien. (unveröffentlicht)
- Bleyl, Jan W.; Bareit, Markus; Sattler, Peter 2015: Simplified measurement & verification + quality assurance instruments for energy, water and CO2 savings. Methodologies and examples.
- Bleyl, Jan W. et al. 2014: ESCo Market Development: A Role for “Facilitators” to Play. Including National Perspectives of Task 16 Experts. Discussion Paper.
- GEA and BEA 2014: Leitfaden für Projektentwickler von Energie-Einspar-Contracting-Projekten. Report erstellt im Rahmen von EESI2020.
- Bleyl, Jan W. 2014: What is Energy-Contracting (ESCo services)? A Taxonomy Paper. Discussion paper.
- ESCo market development: A role for Facilitators to play. ECEEE paper.

#### 6.1.3. Verwendete Quellen im Rahmen des Berichts

- Amann, Christof 2015: Lastschift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung

bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 7f/2015. Wien.

- APG 2014: Ausschreibungsdetails für die Beschaffung der benötigten Tertiärregelreserve bzw. Ausfallreserve in Österreich. Version 1.3 (01.10.2014).
- APG 2015: Preisentwicklung Regelenergiemarkt von KW1 2013 bis KW14 2015. (download von: [www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum); 21.04.2015)
- Berger, Helmut; Eisenhut, Thomas; Polak, Sascha; Hinterberger, Robert 2013: Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Final report. Vienna.
- de Bruyn, Kathrin; Kollmann, Andrea; Moser, Simon; Schmidthaler, Michael; Amann, Christof; Elbe, Christian; Schmutzner, Ernst; Kraussler, Alois; Reinhofer-Gubisch, Marion; Pucker, Johanna; Frantes, Bettina 2014: Loadschrift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Potenzialanalyse für Smart Grids. Überblick und Zusammenfassung. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 7a/2015. Linz.
- Friedl, W.; Suessenbacher, W.; Ennser, B. 2012: Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve. 12. Symposium Energieinnovationen, 15.-17.2.2012, Graz.
- Friedl, Werner; Suessenbacher, Wilhelm; Ennser, Benedikt 2012: Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve. 12. Symposium Energieinnovationen, 15.-17.2.2012, Graz/Austria.
- Fussi, Andreas; Schüppel, Andreas; Gutschi, Christoph; Stigler, Heinz 2011: Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. IEWT 2011.
- Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin 2014: The Merit Order of Demand Response in Industry. ENERDAY - 9th Conference on energy economics and technology, Dresden/Germany.
- Hettfleisch, Christian; Kupzog, Friederich; Pollhammer, Klaus 2012: Balancing Energy Demand with Buildings. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 29/2012. Wien.
- Klobasa, Marian 2007: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Doctoral Thesis. Karlsruhe.
- Kreuder, Lukas; Gruber, Anna; von Roon, Serafin 2013: Quantifying the Cost of Demand Response for Industrial Businesses. In: Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE. pp. 8046-8051.
- Meisel, Marcus; Leber, Thomas; Kupzog, Friederich; Pollhammer, Klaus; Ornetzeder, Michael; Haslinger, Julia; Sterbik-Lamina, Jaro; Schifflleitner, Andreas; Stachura,

Marek 2012: Lastmanagement für intelligente Stromnetze in Österreich (Smart Response). Endbericht. Vienna.

- Moser, Simon 2015: Loadshift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Potenzialanalyse für Smart Grids. Literaturvergleich. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 7d/2015. Linz.
- Oberhofer, Michael 2013: Demand-Side-Management in Österreich. Master's Thesis. Graz.
- Peña, Yoseba K.; Borges, Cruz E.; Haase, Jan; Bruckner, Dietmar 2013: Smart Buildings and the Smart Grid. In: Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE. pp. 113-117.

## **6.2. *Abbildungsverzeichnis***

- Abbildung 1: Einflussfaktoren für DSM Potenziale (Q: Oberhofer 2013)
- Abbildung 4: Mögliche Erlöse für positive Tertiärregelleistung in Abhängigkeit der angebotenen Jahresstunden (Q: eigene Berechnungen e7)
- Abbildung 5: Erlöse für positive Regelleistung (Q: eigene Berechnungen e7)

## **6.3. *Tabellenverzeichnis***

- Tabelle 10: Präqualifikation gemäß ENTSO-E Policy 1
- Tabelle 11: Durchschnittliche wöchentliche Preise für 2013 (Q: APG 2014; eigene Berechnungen e7; 0-4 ... von 0 bis 4 Uhr)
- Tabelle 12: Durchschnittspreise für alle 24 Produkte (Q: E-Control, eigene Berechnungen e7)
- Tabelle 13: Erzielbare Erlöse für 1 MW und 4 Stunden je Tag (Q: eigene Berechnungen e7)
- Tabelle 14: Technische Daten für Fallbeispiel 1 (Q: Berger et al. 2013)
- Tabelle 15: Erlösberechnungen Fallbeispiel 1 (Q: eigene Berechnungen e7)
- Tabelle 16: Technische Daten für Fallbeispiel 2 (Q: e7)
- Tabelle 17: Daten für DSM Fallbeispiel 2 (Q: Berger et al. 2013, e7)
- Tabelle 18: Berechnung der Erlöse für Fallbeispiel 2 (Q: eigene Berechnungen e7)

## **6.4. *Abkürzungsverzeichnis***

- RL     Richtlinie
- DR     Demand Response
- DSM   Demand-Side-Management

- EDL Energiedienstleistung
- EVU Energieverbrauchsunternehmen