

---

## Energieverbund Zug Machbarkeitsstudie

### Technischer Bericht – Smart Grid Potentialanalyse

---

**Auftraggeber:**

Stadt Zug  
Kanton Zug

**Bearbeitungs-Team:**

Karl Werlen, Misurio AG  
Kilian Jossen, Misurio AG  
Matthias Sulzer, Hochschule Luzern (Review)

**Erstelldatum:**

17.04.2014

**Revidiert:**

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>1. Zusammenfassung</b>	<b>4</b>
<b>2. Einleitung</b>	<b>5</b>
2.1 Ziel und Zweck	5
2.2 Grundlagen	6
2.3 Abkürzungen	6
2.4 Freigabe und Aktualisierung	6
<b>3. Beschreibung des Modells</b>	<b>7</b>
3.1 Grundprinzip des Simulationsmodells für die Potentialanalyse	7
3.2 Potentiale für die Verwertung von Flexibilität	7
3.3 Der Energiemarktplatz	8
3.4 Pooling von Wärmepumpen und thermischen Speichern – <i>Potential WP</i>	9
3.5 Wärme Kraft Kopplung – <i>Potential WKK</i>	9
3.6 Einbezug der Netznutzungsgebühren	10
3.7 Quantifizierung der Marktrisiken	10
3.8 Basisfall und Ertragspotential	111
<b>4. Machbarkeit und Anforderungen für die Umsetzung</b>	<b>11</b>
4.1 Technische Anforderungen	11
4.2 Geschäftsmodell	11
<b>5. Wirtschaftlichkeit</b>	<b>12</b>
5.1 Ergebnisse der Potentialanalyse	12
<b>6. Umweltentlastung</b>	<b>13</b>
<b>7. Referenzdokumente</b>	<b>13</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Potential für die Verwertung von Flexibilität im „Energieverbund Zug“ .....	7
Abbildung 2: Energiepreise und Produktion Deutschland am 2. Oktober 2013 .....	8
Abbildung 3: Preisverlauf für Tertiärregelleistung 4-Stunden Block.....	9
Abbildung 4: Rollenverteilung für das Geschäftsmodell zur Bewirtschaftung der Flexibilität .....	11

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2: Abkürzungen.....	6
Tabelle 3: Ergebnisse der Potentialanalyse.....	12
Tabelle 4: Referenzen .....	13

## 1. Zusammenfassung

Der Energieverbund Zug bezweckt die Maximierung der Effizienz für die Energieversorgung der Stadt Zug. Ein zentrales Element ist der Energieverbund zur optimalen Verwendung von Energiequellen, wie Seewasser, Grundwasser, Geothermie, Abwärme und Sonnenkraft. In diesem Kontext soll die Smart Grid Potentialanalyse aufzeigen, wie die Flexibilität des Verbunds verwertet werden kann und wie hoch die dabei möglichen Ertragspotentiale sind.

Die Analyse zeigt ein jährliches Ertragspotential von nahezu 400'000 CHF pro Jahr für die Verwertung der Flexibilität der thermischen Speicher für die Ausbautetappe 1 des Energieverbunds Zug. Dies würde einer Einsparung von 45% der Stromkosten für den Betrieb des Energienetzes und der Wärmepumpen für die Wärmeversorgung entsprechen. Im Vollausbau beträgt die Einsparung immer noch rund 33%. Das Ertragspotential erscheint interessant für eine vertiefte Analyse. Bei der Berechnung des Ertragspotentials wurden Risiken für fehlerhafte Preisprognosen und die Transaktionen am Markt berücksichtigt. Das im Idealfall mögliche Ertragspotential ohne diese Risiken wäre etwa doppelt so hoch. Nicht berücksichtigt wurden jedoch der Einfluss von neuen oder geänderten Marktregeln, die zukünftige Entwicklung der Strompreise und die Kosten für den Systembetrieb.

Die Steuerung flexibler Lasten als Teil des Smart Grid leistet einen wertvollen Beitrag zur Energiewende. Die Bandenergieproduktion konventioneller Kraftwerke (Kernkraftwerke, fossile Kraftwerke) wird zunehmend ersetzt durch neue erneuerbare Energien wie Photovoltaik und Windkraft mit stochastischem Einspeiseprofil. Die stochastische Charakteristik muss durch Flexibilität ausgeglichen werden, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten und Blackouts zu vermeiden. Thermische Speicher stehen in ausreichendem Mass zur Verfügung und können als virtuelle Speicher genutzt werden. Dieses Potential muss im Rahmen der Entwicklung des Smart Grid unbedingt genutzt werden.

Bei der Analyse für den Energieverbund Zug wurden zwei relevante Potentiale analysiert:

1. *Potential WP*: Die thermischen Warmwasserspeicher, die technischen Speicher und die thermische Trägheit der Gebäudestruktur können aus Sicht der Stromversorgung als virtueller Speicher betrachtet werden. Dank dieser Flexibilität kann die Energiebeschaffung zu den günstigsten Zeitpunkten erfolgen und die Leistungsreserve kann als sogenannte Systemdienstleistung (SDL) angeboten werden. Damit kann ein zusätzlicher Ertrag erzielt werden.
2. *Potential WKK*: Für die Spitzenlastdeckung ist für die Etappe 1 der Bau eines Wärme Kraft Kopplung Kraftwerkes (WKK) geplant. Mit diesem Kraftwerk kann ebenfalls die Leistungsreserve als SDL verwertet werden.

Für die Potentialanalyse wurden die Wärmepumpen und die Speicher in einem Pool zusammengefasst. Eine Jahressimulation mit ¼-stündlichen Preisen für den Strom und SDL-Preisen für das Jahr 2012 liefert die genannten Ergebnisse. Das Modell berücksichtigt Risiken im Rahmen des Bieterprozesses und Kosten bei der Abwicklung der Geschäfte. Die Entwicklung der Marktpreise wurde jedoch nicht untersucht. Man geht davon aus, dass die Strompreise noch einige Jahre auf tiefen Niveau verharren und dann langsam anziehen. Bei den SDL-Preisen stellt man einen markanten Anstieg von 2012 auf 2013 fest. Trotzdem gibt es hier Unsicherheiten über die zukünftige Marktentwicklung. Da aber der Bedarf nach Flexibilität vorhanden ist und in Form von thermischen Speichern zur Verfügung steht, ist zu erwarten, dass das Potential für die Verwertung der Flexibilität auch in der Zukunft nachhaltig bestehen bleibt.

Die Implementierung eines Systems für die Abschöpfung des Potentials erfordert ein bidirektionales Kommunikationssystem mit Zugriff auf alle Anlagen. Die Kosten des Kommunikationssystems können nicht alleine durch die Verwertung der Flexibilität gedeckt werden, d.h. die Verwertung der Flexibilität ist als Zusatznutzen für das bestehende oder geplante Kommunikationssystem zu verstehen.

Die Entwicklung eines Geschäftsmodells bedeutet Pionierarbeit, weil solche Systeme noch nicht standardmässig in Betrieb sind. Eine Schätzung der Kosten ist im Rahmen dieser Potentialanalyse nicht möglich. Wichtig ist, dass die Trennlinie mit den Endkunden am richtigen Ort verläuft, d.h. der Systembetreiber benötigt einen direkten Zugriff auf die Wärmepumpen und muss den Zustand der thermischen Speicher kennen. Der Endkunde braucht eine Garantie, dass die Komfortvorgaben eingehalten werden.

Das System fokussiert auf die Verwertung der Flexibilität und nicht auf die Einsparung von Energie. Dank der vorausschauenden Charakteristik des Regelsystems ist trotzdem eine Einsparung möglich, wie die Erfahrung aus ähnlichen Analysen zeigt. Ein Beitrag an die CO<sub>2</sub>-Reduktion wird geleistet, weil Dank der Bewirtschaftung von flexiblen Lasten weniger CO<sub>2</sub> emittierende Kohlekraftwerke notwendig sind, um das Netz zu stabilisieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

## 2. Einleitung

### 2.1 Ziel und Zweck

Im Rahmen des Projekts Energieverbund Zug soll das Potential von Smart Grid untersucht werden. Smart Grid bezeichnet das zukünftige intelligente elektrische Netz, das die Herausforderungen der Energiewende meistert. Durch die Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen gewinnt die Laststeuerung an Bedeutung. Intelligente Laststeuerungen sind bekannt unter dem Begriff „Demand Side Management“ (DSM), das als Teil des Smart Grid betrachtet werden kann.

Der Smart Grid Teil im Projekt „Energieverbund Zug“ untersucht die Möglichkeit einer übergeordnete Bewirtschaftung der thermischen Speicher. Er analysiert die Verwertung der Flexibilität zur Stabilisierung des elektrischen Netzes. Das Potential der dabei möglichen Kosteneinsparungen und Mehrerträge wird geschätzt und beurteilt. Die Analyse fokussiert dabei auf Marktopportunitäten im übergeordneten Netz, nämlich die Energiebeschaffung zum günstigsten Zeitpunkt und Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) für den Netzbetreiber.

Eine sichere Stromversorgung setzt ein stabiles Netz voraus, d.h. für jeden Zeitpunkt muss das Gleichgewicht zwischen Einspeisung (Produktion) und Last aufrechterhalten werden. Die Energiestrategie der Schweiz und vieler Länder plant einen massiven Zubau von neuen erneuerbaren Energien, wie Photovoltaik und Windkraft. Die Wetterabhängigkeit dieser Produktionsarten führt zu einem stochastischen Einspeiseprofil, welches das Gleichgewicht des Netzes stört und ausgeglichen werden muss. Für den Ausgleich eignen sich flexible Produktionsarten, flexible Lasten und Energiespeicher.

Innerhalb der Komfortvorgaben für die Endnutzer können Heiz- und Kühlvorgänge in Gebäuden zeitlich versetzt erfolgen. Diese thermische Trägheit von Warmwasserspeichern und Gebäuden kann für die Stabilisierung des elektrischen Netzes genutzt werden. Über Wärmepumpen besteht eine Verbindung zum elektrischen Netz. Die thermische Trägheit kann so als virtueller Speicher für elektrische Energie betrachtet und als Teil des Smart Grid bewirtschaftet werden. Bei Überkapazitäten werden Wärmepumpen zusätzlich eingeschaltet und die thermischen Speicher werden geladen. Bei Strommangel werden Wärmepumpen ausgeschaltet und die thermischen Speicher werden wieder entladen. In der Schweiz sind mehrere Projekte am Laufen, die dieses Potential nutzen wollen, u.a. das Projekt von Swisscom, die dafür die Firma *Swisscom Energy Solution* gegründet hat oder das Projekt *WarmUp2* der Firma Misurio mit dem EWZ (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich), in dem ein Pilotversuch in der Stadt Zürich durchgeführt wird.

Um die Netzstabilität sicher zu stellen und eine wirtschaftlich effiziente Bereitstellung von Flexibilität zu gewährleisten, gibt es auf internationaler und nationaler Ebene Markt-Plattformen und Bieterverfahren. Im Day-ahead und Intraday Geschäft (Spot-Handel) werden auf Stunden- und Viertelstundenbasis kurzfristig Energiegeschäfte getätigt. Die nationalen Netzbetreiber (z.B. Swissgrid) führen zudem tägliche und wöchentliche Bieterverfahren für Reserveleistung durch. Der Anbieter von Reserveleistung ist bereit auf Abruf seine Last hoch- (negative Regelreserve) oder herunter zu fahren (positive Regelreserve). Die Teilnehmer an Märkten für solche SDL leisten einen wertvollen Beitrag, damit neue erneuerbare Energien besser integriert werden können und die Stabilität der Netze in einem wettbewerbsorientierten Umfeld möglichst kostengünstig gewährleistet werden kann.

Bei der Bewirtschaftung von flexiblen Lasten muss das lokale Netz berücksichtigt werden. Damit die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, darf das lokale Netz nicht überlastet werden. Diese Untersuchung geht davon aus, dass das lokale Netz ausreichend dimensioniert ist. Die Kosten für das lokale Netz werden über die Netznutzungsgebühren abgebildet.

Im Zusammenhang mit dieser Analyse bedeutet Smart Grid somit die Bewirtschaftung der thermischen Trägheit der Gebäude im Energieverbund Zug. Der Betrieb eines solchen Systems erfordert eine Kommunikationsinfrastruktur und ein Managementsystem für die übergeordnete optimale Bewirtschaftung der verfügbaren Speicher.

Ziel und Zweck des Smart Grid Teils ist es, das Potential für Mehrerträge im Smart Grid aufzuzeigen. Es soll zudem die Frage kommentiert werden, ob und wie ein entsprechendes Geschäftsmodell funktionieren würde. Die Situation nach Etappe 1 soll mit dem Vollausbau verglichen werden. Eine vertiefte Analyse der Kosten und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist im Rahmen des vorliegenden Mandats nicht möglich.

Das Dokument beschreibt das Modell für die Potentialanalyse und präsentiert die Auswertung der Ergebnisse.

## 2.2 Grundlagen

Die verwendeten Grundlagen sind im Projekthandbuch [1] und im Übergeordneten Bericht [2] beschrieben.

## 2.3 Abkürzungen

Die verwendeten Abkürzungen sind im Projekthandbuch [1] beschrieben. Zusätzliche in diesem Dokument verwendete Abkürzungen sind in der folgenden Tabelle beschrieben.

Abkürzung	Bedeutung
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
DSM	Demand Side Management
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
SDL	Systemdienstleistungen
WP	Wärmepumpe

Tabelle 1: Abkürzungen

## 2.4 Freigabe und Aktualisierung

Für den Inhalt und die Aktualisierung ist die Arbeitsgruppe verantwortlich. Die Freigabe von Aktualisierungen erfolgt durch die Gesamtleitung.

### 3. Beschreibung des Modells

#### 3.1 Grundprinzip des Simulationsmodells für die Potentialanalyse

Dieser Abschnitt beschreibt das Smart Grid Modell für die optimale Verwertung der Flexibilität. Mit Hilfe einer Jahressimulation wird ein Basisfall für das Smart Grid gerechnet, um eine Schätzung der möglichen jährlichen Kosteneinsparungen und Mehrerträge zu quantifizieren. Die Analyse betrachtet das Potential der Wärmeversorgung und der WKK. Weitere Potentiale, wie die Kühlsysteme, der Einbezug von Elektrobussen der Verkehrsbetriebe oder der Einbezug der Pumpen für den Betrieb des Anergienetzes sind ebenfalls in die Diskussion eingeflossen. Gegenüber den betrachteten Potentialen sind sie jedoch viel kleiner und werden in der Potentialanalyse nicht betrachtet.

Der Nutzenergiebedarf für die Etappe 1 wird wie folgt angenommen:

Nutzenergiebedarf Gebäudeheizungen:	18'498 MWh
Nutzenergiebedarf Warmwasser:	1'609 MWh
<hr/>	
Wärme total:	20'107 MWh

Nutzenergiebedarf Kühlung: 9'451 MWh

Diese Zahlen entsprechen in der Trendanalyse dem Szenario „mittel“ für das Jahr 2050. Folgende Grafik stellt das Grundprinzip für die Verwertung von Flexibilität im „Energieverbund Zug“ dar:

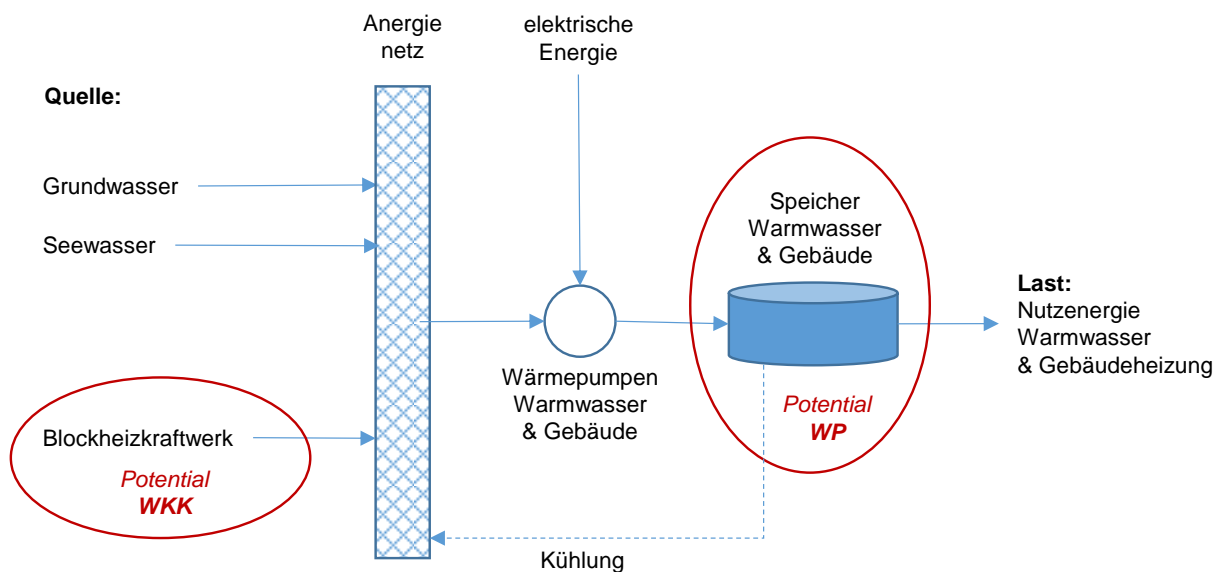


Abbildung 1: Potential für die Verwertung von Flexibilität im „Energieverbund Zug“

#### 3.2 Potentiale für die Verwertung von Flexibilität

Das Anergienetz wird von mehreren Quellen gespeist. Die Wärmepumpen entziehen dem Anergienetz Wärme und decken damit den Bedarf für Warmwasser und die Gebäudeheizung. Zwischen den Wärmepumpen und der Last befindet sich ein Speicher der als Flexibilität genutzt werden kann, d.h. der Betrieb der Wärmepumpen kann gegenüber der Last zeitlich verschoben werden. Dies erlaubt es, die elektrische Energie für die Wärmepumpe zum günstigsten Zeitpunkt zu beschaffen und SDL zu erbringen (*Potential WP*). Mit der Wärme Kraft Kopplung können zusätzliche SDL angeboten werden (*Potential WKK*).

Zu Beginn der Arbeit wurde das Anergienetz ebenfalls als Puffer in Betracht gezogen. Die Berechnungen zeigen, dass das Anergienetz nur wenig Speicherkapazität aufweist und sehr dynamisch auf Lastschwankungen reagiert. Bei der Bewirtschaftung des Anergienetzes haben andere Kriterien Vorrang, wie z.B. die Minimierung der Verluste, effizienter Betrieb der Wärmepumpen, sowie optimaler Betrieb der Pumpen für die Umwälzung und die Wärmetauscher zur Energieentnahme aus dem Seewasser und dem Grundwasser. Es erscheint sinnvoller, wenn die Temperatur des Anergienetzes der sinusförmigen Jahresgangkurve folgt. Im Modell zur Verwertung der Flexibilität wird die Speicherkapazität des Anergienetzes nicht bewirtschaftet.

Durch das Anergienetz findet eine Entkopplung statt und die beiden Potentiale *WP* und *WKK* können separat betrachtet werden.

### 3.3 Der Energiemarktplatz

Beim Potential *WP* wird der Fahrplan für den Betrieb der Wärmepumpen zeitlich verschoben, so dass der Wärmepumpenstrom Bedarfsdeckung möglichst günstig eingekauft werden kann. Abbildung 2 zeigt die Situation der Energiepreise in Deutschland am 2. Oktober 2013. Es handelt sich um einen typischen Verlauf:

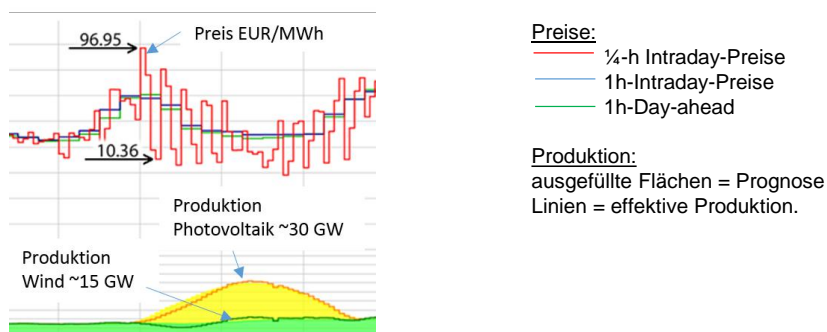
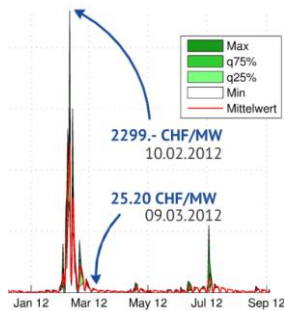


Abbildung 2: Energiepreise und Produktion Deutschland am 2. Oktober 2013

Die rote Kurve stellt die viertelstündlichen Strompreise am kurzfristigen Intraday-Handel dar. Am Vormittag, bei starker Zunahme und am Nachmittag bei starker Abnahme der Photovoltaik Produktion gibt es extreme Preisschwankungen. Im dargestellten Beispiel beträgt der Preisunterschied innerhalb einer Stunde fast Faktor zehn. Die starken Preisfluktuationen reflektieren den Bedarf die steilen Flanken der Photovoltaik Produktion zur Stabilisierung des Netzes auszugleichen. Sofern ein Marktzugang besteht und die Lasten flexibel genug sind, auf diese Preise zu reagieren, besteht hier ein wirtschaftliches Potential zur günstigen Strombeschaffung. Gleichzeitig wird ein Beitrag zur Stabilisierung des Netzes geleistet. Weil der hier interessante Intraday-Markt in der Schweiz erst seit Sommer 2013 besteht, wurde eine künstliche Preiskurve für Jahressimulation angenommen. Dabei wurden dem Schweizerischen Strommarktpreis des Jahres 2012 (Swissix) die viertelstündlichen Fluktuationen des deutschen Intraday-Marktes überlagert.

Strom wird auf internationalen Börsen gehandelt. Daneben schreiben die nationalen Netzbetreiber (z.B. Swissgrid) SDL aus, damit genügend Leistungsreserve verfügbar ist, um das Netz bei Störungen zu stabilisieren. Der Anbieter von SDL bekommt Geld für die Bereitschaft, auf Abruf seine Last hochzufahren (negative Leistungsreserve) oder herunterzufahren (positive Leistungsreserve). Für Wärmepumpen ist im Sommer und in den Übergangszeiten genügend Flexibilität vorhanden, um SDL anzubieten. Am einfachsten geht dies mit sogenannter Tertiärregelung, die nach einem Abruf innerhalb von 15 Minuten zu- oder weggeschaltet werden muss. Auf dem SDL-Markt gibt es ebenfalls grosse Preisschwankungen, wie auf folgender Grafik ersichtlich ist:





Pro Tag gibt es Bieterverfahren für jeweils je sechs 4-Stunden Blöcke positive und negative Regelleistung. Jede der 12 Komponente kann als eigenständiges SDL-Produkt angesehen werden. Auf der Grafik ist der Block 8-12 Uhr positive Regelleistung dargestellt.

Abbildung 3: Preisverlauf für Tertiärregelleistung 4-Stunden Block.

Abbildung 3 zeigt den Preisverlauf für Tertiärregelleistung für den 4-Stunden Block von 8 bis 12 Uhr. Am 10.02.2012 wurde für dieses SDL-Produkt ein Preis von 2'299 CHF/MW bezahlt. Einen Monat später ist der Preis für das gleiche Produkt auf etwa einen Hundertstel gefallen.

Für die Potentialanalyse wurden die Schweizer Preise für Tertiärregelleistung 4-Stunden Blöcke genommen. Für Marktangebote beträgt die Blockgrösse für Tertiärregelleistung mindestens 5MW. Das hier betrachtete Modell setzt voraus, dass über einen Regelenenergiepool auch kleinere Angebote möglich sind.

### 3.4 Pooling von Wärmepumpen und thermischen Speichern – *Potential WP*

Der Energiebedarf bzw. die Last wurde aus der Heizgradkurve mit Temperaturen für das Jahr 2012 berechnet. Das Profil wurde auf den Wert für den jährlichen Nutzenergiebedarf für die Gebäudeheizung von 18'498 MWh normiert. Für den Warmwasserbedarf wurde ein Standardprofil auf den jährlichen Nutzenergiebedarf für Warmwasser von 1'609 MWh normiert.

Es wurde je ein Pool mit den Wärmepumpen und thermischen Speichern für Warmwasser und Gebäudeheizungen gebildet. Der COP wurde als jährlicher Mittelwert konstant angenommen. Der COP für die Wärmepumpen der Gebäudeheizungen ist ein gewichteter Mittelwert der Wärmepumpen mit 35°C respektive 50°C Vorlauftemperatur. Die Modelldaten können der folgenden Tabelle entnommen werden:

	Nutzenergie	COP	Stromverbrauch	Fiktiver Speicher elektrisch.	Speicher Thermisch
Warmwasser:	18'498 MWh	2.82	571 MWh	0.7 MWh	2.1 MWh
Raumheizung:	1'609 MWh	3.82	4'840 MWh	25.1 MWh	95.7 MWh
Wärme total:	20'107 MWh		5'411 MWh	25.8 MWh	97.8 MWh

Die Wärmepumpen entziehen dem Anergienetz Energie, die durch die Quellen Grundwasser, Seewasser und WKK bereitgestellt wird. Wie oben erwähnt, wird das Anergienetz in der Jahressimulation nicht berücksichtigt. Es wird vorausgesetzt, dass das Anergienetz adäquat bewirtschaftet wird, um den Heiz- und Kühlbedarf zu decken.

### 3.5 Wärme Kraft Kopplung – *Potential WKK*

Aus den verfügbaren Lastprofilen ist die Aufteilung zwischen Seewasser und Grundwasser vorgegeben. Für den zusätzlichen Bedarf wird eine WKK eingesetzt. Grundsätzlich sollten WKK mit hohem Stromwirkungsgrad (>50%) und flinker Lastregelung (Modulation 20-100) eingesetzt werden. Brennstoffzellen werden zukünftig diese Anforderungen erfüllen. Heute sind Blockheizkraftwerke mit Gasmotoren (ca. 35% Stromwirkungsgrad) einsetzbar. Das berücksichtigte WKK besteht aus zwei Einheiten mit total 17.6 MW Leistung und liefert insgesamt 8.6 MW elektrische und 8.6 MW thermische Leistung. Die WKK liefert die fehlende Energie für die Wärmeversorgung und kann zusätzlich genutzt werden, um SDL anzubieten (*Potential WKK*).

Für die Abschätzung des Potentials der WKK wird eine separate Jahressimulation durchgeführt. Sie basiert auf dem Fahrplan für die WKK. Dieser hängt einerseits von der Last und andererseits von den Einspeiseprofilen vom See- und Grundwasser ab.

Im Sommer ist die WKK ausser Betrieb und es ist nur negative Leistungsreserve möglich, d.h. das WKK müsste auf Abruf eingeschaltet und die Abwärme abgeführt werden. Die Abrufwahrscheinlichkeit kann reduziert werden, indem ein negativer Energiepreis bis -500 EUR/MWh angeboten wird. Bei einem Abruf müsste der Netzbetreiber bezahlen, um die Kosten für das Hochfahren der Anlage zu decken. Bei Kühlbedarf oder Betrieb des WKK im Sommer wird die überschüssige Wärme über das Anergienetz ins See- oder Grundwasser abgeführt. Die Abwärme wird verwendet, um den winterlichen Wärmeentzug aus dem Grundwasser zu regenerieren.

Im Winter ist je nach Betriebszustand sowohl positive wie auch negative Leistungsreserve möglich. Wenn das WKK auf maximaler Leistung läuft, gibt es keinen Handlungsspielraum und es werden keine SDL Angebote gemacht. Die Abrufwahrscheinlichkeit kann ebenfalls über ein entsprechendes Energiepreisangebot gesteuert werden.

Für die Potentialanalyse wird nur Regelleistung betrachtet. Sie geht davon aus, dass die Angebote für Regelleistung so gestaltet werden, dass weder zusätzliche Kosten noch zusätzliche Erträge entstehen.

### 3.6 Einbezug der Netznutzungsgebühren

Die Bewirtschaftung von flexiblen Lasten hat auch einen Einfluss auf die Netznutzungsgebühren. Die Leistungsspitze kann durch das Zuschalten von Lasten erhöht und durch die Einspeisung der WKK reduziert werden. Eine genaue Modellierung unter Einbezug der flexiblen Last und der WKK betrifft mehrere Netzebenen und ist entsprechend komplex.

Im Rahmen dieser Potentialanalyse wird ein einfacher Leistungstarif von 2.10 CHF/kW/Monat angenommen. Dies entspricht dem Leistungstarif für Energielieferungen. Damit soll exemplarisch gezeigt werden, dass grundsätzlich ein Optimierungspotential vorhanden ist.

Im Versorgungsgebiet von WWZ gelten die Tarife für die monatliche Leistungsspitze für das Netz und die Energielieferung. Für unterbrechbare Lasten verrechnet das WWZ keinen Leistungstarif. Je nach Geschäftsmodell und Rolle des WWZ wird die Umsetzung der Verwertung der Flexibilität wahrscheinlich zu Anpassungen in der Tarifstruktur führen. Die Ausarbeitung des Geschäftsmodells ist jedoch nicht Gegenstand dieser Analyse.

### 3.7 Quantifizierung der Marktrisiken

Der SDL-Markt funktioniert nach dem „*pay as you bid*“ Prinzip. Der Anbieter muss versuchen möglichst nahe unterhalb des Grenzpreises anzubieten. Wenn der angebotene Preis zu hoch ist, werden die Angebote nicht akzeptiert und wenn er zu tief ist, verschenkt der Anbieter einen Teil der möglichen Erträge. Um seinen Ertrag zu maximieren, macht der Anbieter eine möglichst gute SDL-Preisprognose.

Wegen der Prognosefehler wird für die Potentialanalyse angenommen, dass im Durchschnitt über das ganze Jahr nur 50% des Grenzpreises erzielt werden kann. Eine weitere Marge von 30% wird für die Bewirtschaftung des Regelleistungspools abgezogen. Somit verbleiben 35% der SDL-Grenzpreise als Ertrag aus Sicht des Energieverbunds.

Für die Strombeschaffung am Intraday-Markt wird ein Zuschlag von 10% berücksichtigt, damit die Kosten für die Abwicklung gedeckt werden können.

### 3.8 Basisfall und Ertragspotential

Die Potentialanalyse optimiert die Strombeschaffung und die SDL-Angebote für die erwähnten Potentiale WP und WKK. Die Differenz zum Basisfall ergibt das Ertragspotential.

Für den Basisfall wird angenommen, dass keine Bewirtschaftung der Speicher stattfindet und dass keine SDL-Angebote erstellt werden. Das Bedarfsprofil wird mit der ¼-Stunden Preiskurve inkl. 10%-Zuschlag direkt bewertet und liefert die Referenzkosten für die Strombeschaffung der flexiblen Lasten.

## 4. Machbarkeit und Anforderungen für die Umsetzung

### 4.1 Technische Anforderungen

Um das Potential der Flexibilität auszuschöpfen, braucht es ein übergeordnetes Optimierungssystem. Das System integriert die notwendigen Informationen für die Erstellung von Last- und Preisprognosen. Es braucht eine Schnittstelle zum Leitsystem, um laufend mit aktuellen Messwerten über den Zustand der Anlagen und thermischen Speicher informiert zu sein. Zudem braucht es Informationen über die aktuelle und künftige Verfügbarkeit der Anlagen. Über die Schnittstelle zum Leitsystem werden die optimalen Sollwerte auf die einzelnen Anlagen übertragen.

Neben der Implementierung eines solchen Systems braucht es somit eine Kommunikationsinfrastruktur für die Regelung des Energieverbunds. Der Zustand der thermischen Speicher muss laufend über Messwerte erfasst und aktualisiert werden. Thermische Speicher umfassen Warmwasserspeicher, technische Speicher und das Gebäude als Speicher.

Das Optimierungssystem bewirtschaftet die flexiblen Speicher. Die Bewirtschaftung umfasst das Erstellen von Prognosen, die Gestaltung von optimalen Angeboten für den Energiemarkt und den Regelenenergiemarkt (SDL-Angebote), das Erfassen von Messdaten und die Steuerung der einzelnen Anlagen.

### 4.2 Geschäftsmodell

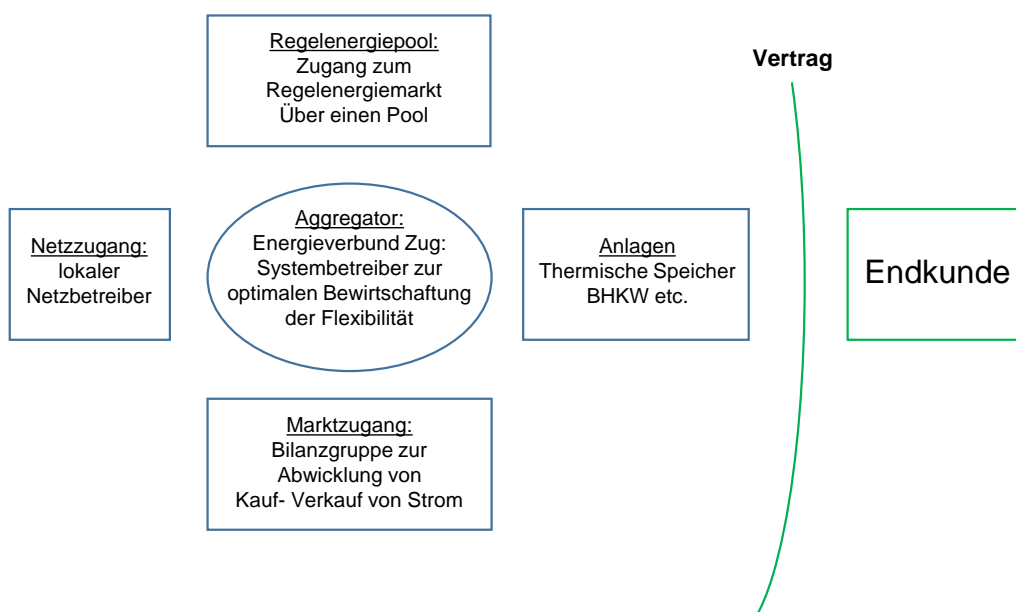


Abbildung 4: Rollenverteilung für das Geschäftsmodell zur Bewirtschaftung der Flexibilität

Neben der Erfüllung der technischen Anforderungen braucht es ein funktionierendes Geschäftsmodell. Abbildung 4 stellt eine mögliche Rollenverteilung für das Geschäftsmodell dar. Das Potential der Flexibilität kann nur im Pool ausgeschöpft werden. Zwischen dem Gesamtsystem als Pool und dem Endkunden sollte eine klare vertraglich geregelte Schnittstelle definiert werden. Es ist wichtig, dass der Aggregator Zugriff auf die Anlagen bekommt. D.h. der Aggregator bewirtschaftet die thermischen Speicher und nicht der Endkunde. Dem Endkunden muss garantiert werden, dass er keine Komforteinbussen in Kauf nehmen muss und von den Erlösen über einen vergünstigten Tarif profitiert. Die Rolle des lokalen Netzbetreibers wird von WWZ wahrgenommen. Die Rolle des Regelenergiepools könnte ein Dienstleister anbieten.

Es stellt sich noch die Frage, wer die Rolle des Marktzugangs und des Aggregators wahrnimmt. WWZ ist für diese Rollen prädestiniert, die Rollen können aber auch von Dritten wahrgenommen werden.

## 5. Wirtschaftlichkeit

### 5.1 Ergebnisse der Potentialanalyse

	Etappe 1	Vollausbau (Hochrechnung)
Jahresstromverbrauch für Wärmepumpen (flexible Lasten)	5'411 MWh	24'060 MWh
Jahresstromverbrauch für Pumpen für Betrieb Anergienetz (fixe Last)	817 MWh	3'632 MWh
Jahresenergieverbrauch total	6'228 MWh	27'692 MWh
Tarif Grosskunde inkl. Netzkosten und Abgaben (s. Jahreskostenrechnung Energieverbund)	14 Rp/kWh	14 Rp/kWh
<b>Beschaffung am Markt als Grosskunde inklusive (Annahme 14 Rp./kWh)</b>	<b>871'920 CHF</b>	<b>3'876'880 CHF</b>
Potential WP   Einsparung optimierte Energiebeschaffung   Swissix inkl. Intraday-D +10%	-106'112 CHF	-471'868 CHF
Potential WP   Erträge Regelleistung Wärmepumpen   Bewertung mit 35% des Grenzpreises	-76'701 CHF	-341'096 CHF
Potential BHKW   Erträge Regelleistung   Bewertung mit 35% des Grenzpreises	-172'601 CHF	-279'550 CHF
Reduktion Peak Energiebeschaffung (Peak Netzkosten)	-38'944 CHF	-173'251 CHF
<b>Einsparung / Gewinn total</b>	<b>-394'358 CHF</b>	<b>-1'265'765 CHF</b>
Kostenreduktion relativ	45 %	33 %
Tarif optimiert	7.7 Rp./kWh	9.4 Rp./kWh

Tabelle 2: Ergebnisse der Potentialanalyse

Tabelle 2 stellt die Ergebnisse der Potentialanalyse dar. Ausgehend von Stromjahreskosten für die Etappe 1 von 871'920 CHF wird das Kostenreduktionspotential auf 394'358 CHF oder 45% geschätzt.

Zudem wurde eine Hochrechnung für den Vollausbau bis Etappe 8 erstellt. Es ist zu erwarten, dass die Gewinne linear mit der Dimension des Wärmepools und der Leistung der WKK skalieren. Da aber im Endausbau das Verhältnis zwischen der Last und den installierten WKK ändert, wird auch der Gewinn auf dem WKK reduziert, weil dieses mehrheitlich unter Vollast betrieben wird.

Für die Potentialanalyse wurde das Marktrisiko für Preisprognosen und Kosten für die Abwicklung mitberücksichtigt. Es fehlt eine Analyse der zu erwarteten Marktentwicklung in den nächsten Jahren und deren Auswirkung auf die Ergebnisse. Man geht davon aus, dass die Energiepreise für einige Jahre auf tiefem Niveau verharren und dann wieder anziehen werden. Die Preise für SDL in der Schweiz sind von 2012 auf 2013 deutlich gestiegen. Das Marktdesign ist nicht stabil und es kann immer wieder fast sprunghafte Veränderungen geben. Umso wichtiger ist ein agiles System, das solche Opportunitäten optimal nutzen kann.

Der Wert von Flexibilität dürfte mit dem Rückbau von konventionellen Kraftwerken mit Bandproduktion und dem Zubau von neuen erneuerbaren Energien zunehmen. Die Flexibilität thermischer Speicher ist wettbewerbsfähig und wird für das zukünftige Smart Grid eine wichtige Rolle spielen.

## 6. Umweltentlastung

Die Bewirtschaftung flexibler Lasten erreicht nicht primär eine Energieeinsparung innerhalb der Systemgrenzen Gebäude. Eine Energieeinsparung wird erzielt durch hohe Standards bei der Gebäudeisolation und den Einsatz energieeffizienter Wärmepumpen und anderer elektrischer Verbraucher. Das vorgestellte Prinzip für die Verwertung der Flexibilität entspricht einem vorausschauenden Regler. Wie die Erfahrung aus anderen Projekten zeigt, kann mit vorausschauenden Reglern durchaus eine Energieeinsparung im Prozentbereich erwirtschaftet werden.

Vielmehr erreicht die Bewirtschaftung flexibler Lasten einen Effizienzgewinn innerhalb der Systemgrenze schweizerische/europäische Stromversorgung. Die Steuerung flexibler Lasten leistet einen wertvollen Beitrag zur Energiewende und zur Erreichung der Klimaziele. Konventionelle, ineffiziente Kraftwerke mit Bandenergieproduktion (Kernkraftwerke, fossile Kraftwerke) werden vom Netz genommen und ersetzt durch neue erneuerbare Energien mit stochastischem Einspeiseprofil. Diese stochastische Charakteristik muss durch zusätzliche Flexibilität ausgeglichen werden, d.h. es braucht flexible Lasten und Speicher. Stromspeicher sind immer noch sehr teuer. Thermische Speicher stehen in grossem Ausmass zur Verfügung und bieten sich als virtuelle Speicher an. Dieses Potential sollte im Rahmen der Entwicklung des Smart Grid als Beitrag zur Energiewende und zur Erreichung der Klimaziele unbedingt genutzt werden.

Ein CO<sub>2</sub>-Beitrag wird auf übergeordneter Ebene geleistet. Dank dem Einsatz von flexiblen Lasten braucht es weniger konventionelle „Backup“ Kraftwerke, um das Netz zu stabilisieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Rolle solcher „Backup“ Kraftwerke wird heute in Deutschland vor allem von Kohlekraftwerken wahrgenommen. Im Standby-Modus emittieren sie gleichwohl so viel CO<sub>2</sub>, dass die Bilanz zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland negativ ausfällt, trotz Zubau von enorm viel neuer erneuerbarer Energie.

## 7. Referenzdokumente

[Nr.]	Dokumentenbezeichnung	Version
[1]	Energieverbund Zug Projekthandbuch (Machbarkeitsstudie)	1.0 / 12. August 2013
[2]	Übergeordneter Bericht	
[3]	Zug Energieverbund   Anergienetz, Verwertung der Flexibilität Modellbeschreibung und Ergebnisse, Misurio AG 2014	1.7 / 7. Februar 2014
[4]	Projekt <i>WarmUp</i> , Bericht Projektphase 1, Machbarkeitsstudie für ein Pilotprojekt im Versorgungsgebiet der EWZ, Misurio AG 2013	1.0 / 2013

Tabelle 3: Referenzen