

---

## Energieverbund Zug Machbarkeitsstudie

### Technischer Bericht Energie, Leitungsnetz und Wirtschaftlichkeit

---

**Auftraggeber:**

Stadt Zug  
Kanton Zug

**Bearbeitungs-Team:**

Daniel Kaufmann, Hans Abicht AG  
Roland Grab, Hans Abicht AG

**Erstelldatum:**

17.04.2014

**Revidiert:**

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>1. Zusammenfassung</b>	<b>6</b>
<b>2. Einleitung</b>	<b>7</b>
2.1 Ziel und Zweck	7
2.2 Grundlagen	7
2.3 Abkürzungen	7
2.4 Freigabe und Aktualisierung	8
<b>3. Technische Machbarkeit</b>	<b>9</b>
3.1 Energie- und Leistungsbedarf	9
3.1.1 Bestandesanalyse	9
3.1.2 Definition und Berechnung der Szenarien	13
3.1.3 Definition Energiebedarf	14
3.1.4 Definition Leistungsbedarf	15
3.1.5 Weitere Verwendung der Szenarien	16
3.2 System Energieverbund	17
3.2.1 Seewasser	17
3.2.2 Grundwasser	18
3.2.3 Wärmekraftkopplung	19
3.2.4 Wärmepumpe	19
3.2.5 Abwärme	20
3.2.6 Klimakälte	20
3.3 Leitungsnetz und Dimensionierung	20
3.4 Gebäudeauswahl Etappe 1 für Leitungsführung.	24
3.5 Lastprofile	25
<b>4. System</b>	<b>27</b>
4.1 Vorlauftemperaturen für Altbauten	27
4.2 Notbetrieb	27
4.3 Weitere Energiequellen	27
4.3.1 Abwärme aus zukünftigem Stadttunnel	27
4.3.2 Abwärme aus neuem Regenwasserkanal	28
4.3.3 Abwasserleitungen	29
4.3.4 Prozess Abwärme	29
4.3.5 Zusammenfassung	29

4.4	Auslegung Grundwasserbrunnen	30
4.5	Spitzenlastdeckung Heizen	30
4.5.1	Betriebszustand im Spitzenlastfall	30
4.5.2	Temperaturhochhaltung im Anergienetz	31
<b>5.</b>	<b>Wirtschaftlichkeit</b>	<b>35</b>
5.1	Schnittstelle Betreiber – Nutzer	36
5.2	Investitionen Infrastruktur	36
5.3	Betriebskosten	37
5.4	Kosten Smart Grid	38
5.5	Jährliche Kosten	38
5.6	Gestehungspreis Wärme Kälte	40
5.7	Sensitivitätsanalyse Kosten	40
5.8	Kostenoptimierungsmöglichkeiten	41
5.9	Energiegesetz	42
5.10	Einfluss von Energiepreissteigerungen	42
5.11	Einfluss Energiemix Wärme und Kälte	43
5.12	Energiekosten bis in das Gebäude	44
5.13	Fazit Kosten und Wirtschaftlichkeit	45
<b>6.</b>	<b>Risikoanalyse</b>	<b>45</b>
<b>7.</b>	<b>Umweltentlastung</b>	<b>46</b>
7.1	2000-Watt-Gesellschaft	46
7.2	Treibhausgasemissionen	47
7.3	Seewassermonitoring	48
7.4	Grundwasser Monitoring	48
<b>8.</b>	<b>Vorgehen Umsetzung</b>	<b>49</b>
8.1	Früheste Wärme- Kälteabgabe	49
8.2	Kosten für Erstellung Seewasserfassung und Hauptleitung	49
<b>9.</b>	<b>Referenzdokumente</b>	<b>50</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Heizleistung bestehend. ....	9
Abbildung 2: Heizungsanlagen bestehend, älter als 1995. ....	10
Abbildung 3: Aufsummierung der installierten Heizleistung nach Alter. ....	10
Abbildung 4: Zonennutzung in Etappe 1. ....	11
Abbildung 5: Eingabemaske Trendanalyse-Tool.....	14
Abbildung 6: Wärmebedarf und Kältebedarfsverlauf für das Szenario Mittel. ....	14
Abbildung 7: Der Mittelwert der Vollaststunden beträgt 1'710 h. ....	15
Abbildung 8: Zonierung Energieverbund erweitert. Plan Nr. 1325-16. ....	16
Abbildung 9: Konzept-Schema Anergienetz.....	17
Abbildung 10: Jahresverlauf der Seewassertemperatur ..... 17	17
Abbildung 11: Seewassertemperatur in 26 m Tiefe. ....	18
Abbildung 12: Gebiet mit erhöhtem Versandungspotential von Grundwasserbrunnen. ....	19
Abbildung 13: Minimale Betriebstemperaturen für Standardwärmepumpen. ....	20
Abbildung 14: Rohrleitungsdurchmesser in Abhängigkeit der Nutzleistung ..... 21	21
Abbildung 15: Zonierung des Versorgungsgebiets. ....	22
Abbildung 16: Leitung Zonenerschliessung. ....	22
Abbildung 17: Energiebedarf für Pumpen bei variabler Leistungsdeckung. ....	23
Abbildung 18: Energiebedarf für Pumpen bei konstanter Leistung..... 23	23
Abbildung 19: Druckverlust im Leitungsabschnitt 1.3 bei unterschiedlichen Versorgungsleistungen im Endausbau 2050 (bei unterschiedlichen Szenarien)..... 23	23
Abbildung 20: Gebäudeauswahl aufgrund des grössten Sanierungspotentials und Leistungen. ....	24
Abbildung 21: Leitungsbau Plan Nr. 1325-17.....	25
Abbildung 22: Verteilung Wärme- und Kältebedarf (Endenergie). ....	25
Abbildung 23: Deckung Wärme- Kältequellen auf Stufe Anergie mit See- oder Grundwasser. ....	26
Abbildung 24: Energieflüsse im Jahr 2050.....	26
Abbildung 25: Leistungsdeckung Wärme mittleres Szenario 2050.....	30
Abbildung 26: Betriebszustand des Anergienetzes im Spitzenlastfall. ....	31
Abbildung 27: Zentrale Ammoniak-Wärmepumpe für Temperaturhochhaltung.....	32
Abbildung 28: Zentralenlayout mit Rohrbündel-Wärmetauscher. ....	33
Abbildung 29: Zentralenlayout mit Plattentauscher.....	34
Abbildung 30: Schnittstelle Betreiber – Nutzer bei Nutzenergie. ....	36
Abbildung 31: Schnittstelle Betreiber – Nutzer bei Endenergie. ....	36
Abbildung 32: Anteil der Investitionskosten auf die Erste Etappe bezogen. ....	37
Abbildung 33: Jährliche Kosten, eingeteilt in Variable- und Fixe Kosten.....	39
Abbildung 34: Energiepreisentwicklung. ....	40
Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Kosten.....	40
Abbildung 36: Vergleich Energiegestehungspreis Basis vs. Optimiert. ....	42
Abbildung 37: Vergleich Energiegestehungspreis Energieverbund und konventionell.....	43
Abbildung 38: Zusammensetzung Gestehungskosten beim Energieverbund im Vergleich zur konventionellen Erzeugung. ....	43
Abbildung 39: Vergleich Gestehungskosten nur für Wärme oder Kälteerzeugung und in Kombination. ..	44
Abbildung 40: Energiepreis für Endenergie.....	44
Abbildung 41: Energieabsenkpfad 2000-Watt-Gesellschaft.....	46
Abbildung 42: Einordnung des Energieverbundes im Absenkpfad der 2000-Watt-Gesellschafts-Ziele. ....	47
Abbildung 43: Einsparpotential der Treibhausgasemissionen bei der Wärme und Kälteerzeugung. ....	48
Abbildung 44: Terminplan.....	49
Abbildung 45: Die Kosten für die Erstellung der beiden Hauptstränge bis an die Baarer-Grenze belaufen sich inkl. Seewasserefassungen auf rund 28 Mio Franken.....	49

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abkürzungen.....	8
Tabelle 2: Nutzenergiebedarf Ankerobjekte. ....	11
Tabelle 3: Weitere Grossobjekte innerhalb Etappe 1.....	12
Tabelle 4: Grossobjekte ausserhalb Etappe 1. Tabelle nicht abschliessend.....	12
Tabelle 5: Ergebnis Nutzenergiebedarf der drei Szenarien. ....	15
Tabelle 6: Ergebnis Leistungsbedarf (Stufe Nutzleistung) der drei Szenarien. ....	16
Tabelle 7: Einsatzbereiche von WKK-Anlagen.....	19
Tabelle 8: Übersicht Potential weiterer Wärmequellen. ....	29
Tabelle 9: Energie und Leistungsbedarf auf Stufe Anergie für die Etappe 1. ....	29
Tabelle 10: Gruppierung der Komponenten für die Kostenzusammenstellung. ....	35
Tabelle 11: Berechnung Vergleichspreis konventionell. ....	40
Tabelle 12: Punkte mit Kosteneinsparpotential. ....	41
\$Tabelle 13: Referenzen .....	50

# 1. Zusammenfassung

## *Technische Machbarkeit*

Die Machbarkeit der Wärme und Kältenutzung von See- und Grundwasser ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht gegeben.

Die aufgestellten Szenarien ergeben Energiebilanzen, bei welchen der Wärmebedarf dem Kältebedarf auch in Zukunft überwiegt. Im relevanten Szenario beträgt der am Energieverbund angeschlossene Wärmebedarf rund 20'000 MWh und der Kältebedarf rund 9'500 MWh. Dies entspricht dem Anschluss von 24 grösseren Gebäuden und dient als Basis für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Die Prozesskälte ist in diesen Szenarien ausgenommen. Diese kann unter Umständen einen beträchtlichen Kältebedarf aufweisen. Der erhöhte Kältebedarf durch Prozesskälte, welcher vor allem auf das Ökosystem im Zugersee einen beträchtlichen Einfluss haben kann, ist bei der Seewassersimulation mit einem separaten Szenario berücksichtigt. Aus wirtschaftlicher Sicht wirkt sich die Prozesskälte positiv aus. Technisch kann eine höhere Kälteleistung problemlos abgedeckt werden.

Um die Energiebilanz im Grundwasser ausglich halten zu können muss der grösste Teil des Kältebedarfs mit Grundwasser gedeckt werden. Der See wird lediglich für die Spitzenabdeckung im Sommer benötigt.

Damit der Zugersee im Winter für die Wärmeerzeugung genutzt werden kann, sind spezielle Temperaturhochhalte-Wärmepumpen notwendig. Diese garantieren eine minimale Vorlauftemperatur im Anergienetz für den Einsatz von Standard-Wärmepumpen beim Endnutzer.

Als der aus technischer Sicht kritischste Teil wird die Leitungsführung angesehen. Speziell im Stadtkern von Zug ist die Leitungsführung sehr anspruchsvoll und erfordert eine ausführliche Planung.

## *Wirtschaftliche Machbarkeit*

Das Ziel, die Wärme und Kälte konkurrenzfähig gegenüber konventioneller Erzeugung anbieten zu können, kann erreicht werden. Es müssen hierfür aber die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden. Dazu gehört ein geeignetes Betreibermodell, die Wärme- UND Kältenutzung, die Schaffung von optimalen Betriebsabläufen, Synergienutzung von Lieferanten zur Einsparung von Beschaffungskosten und ein energetisch effizienter Betrieb von Wärmepumpen und Umwälzpumpen mit geringen resp. wirtschaftlich optimalen Druckverlusten. Die möglichen Energiepreise liegen wie folgt:

- |                                       |                 |             |
|---------------------------------------|-----------------|-------------|
| - Anergie bis an Gebäude:             | 7 – 9 Rp./kWh   | Endenergie  |
| - Wärme (im Gebäude, vor Verteilung): | 11 – 14 Rp./kWh | Nutzenergie |
| - Kälte (im Gebäude, vor Verteilung): | 19 – 21 Rp./kWh | Nutzenergie |

Der Wärmepreis im Bereich von 11 bis 14 Rp./kWh wird durch die Quersubventionierung mit der Kälteenergie ermöglicht. Dank dieser Quersubventionierung kann die Wärme und Kälte günstiger als bei konventioneller Erzeugung angeboten werden. Allerdings wird die Kälte teurer verkauft als dessen Gestehungskosten. Bei der Bildung des Preismodells ist somit die Lieferung von Wärme und Kälte auf Stufe Nutzenergie zu favorisieren.

Die Nutzung von Umweltenergien erweist sich als positiv, weil diese die Abhängigkeit von eingekaufter Betriebsenergie reduziert. Dem gegenüber stehen die höheren Kapitalkosten welche je nach Investoren- oder Betreibermodell gut kalkulierbar sind.

## 2. Einleitung

### 2.1 Ziel und Zweck

Das vorliegende Dokument definiert den Energie - und Leistungsbedarf für die Machbarkeitsstudie. Die Schnittstelle zwischen Contractor und Kunden werden definiert. Das Vorgehen in der Phase 1 und für das Gesamtsystem werden beschrieben.

### 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
Nutzenergie	Energieform welche vom Nutzer genutzt wird. Z.B. die Wärme im Raum, die Kälte im Raum, den Strom für den Mixer etc.
Endenergie	Energieform bis in das Gebäude. Z.B. Strom welcher für die Wärmeaufbereitung mit der Wärmepumpe verwendet wird, Gas welches für die Wärmeerzeugung verbrannt wird.
Anergie	Nicht direkt nutzbare Energie. Die Wärme im Grund- oder Seewasser (4 °C – 14 °C) muss auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden, um im Gebäude genutzt werden zu können. Es besteht im Umgang mit dem Begriff „Anergienetz“ diesbezüglich eine Inkonsequenz, wenn die Anergie für Kälte genutzt wird. Diese ist für die Kältenutzung direkt nutzbar.
Leistungsbedarf Nutzenergie	Entsprechend zur Definition Nutzenergie ist dies die Leistung welche z.B. für die Raumheizung benötigt wird.
Leistungsbedarf Anergie	Entsprechend zur Definition Anergie ist dies die Leistung welche beim Eintritt in die Wärmepumpe (Verdampfer) benötigt wird. Bei der Direktkühlung ist dies dieselbe Leistung wie auf Stufe Nutzenergie.
WP	Wärmepumpe
LWP	Luft-Wasser-Wärmepumpe
KM	Kältemaschine
HT	Stromtarif Hochtarif
NT	Stromtarif Niedertarif
EBF	Energiebezugsfläche
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung (z.B. BHKW, Brennstoffzellen, GuD) Elemente welche gleichzeitig Strom (Kraft) und Wärme erzeugen.
BHKW	Block-Heiz-Kraftwerk

Abkürzung	Bedeutung
	Stationärer Verbrennungsmotor welcher mit Gas betrieben wird. Der Motor treibt einen Generator an und die Abwärme wird genutzt.
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk. Gas-Dampf-Turbinenkraftwerk welches mit zwei Verdichterstufen einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 60% erreicht.
Brennstoffzelle Fuel Cell	Elektrochemisches Element welches wie beim BHKW gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt. Der Elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ist jedoch höher und bei der Verbrennung entstehen weniger Schadstoffe.

Tabelle 1: Abkürzungen

## 2.4 Freigabe und Aktualisierung

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

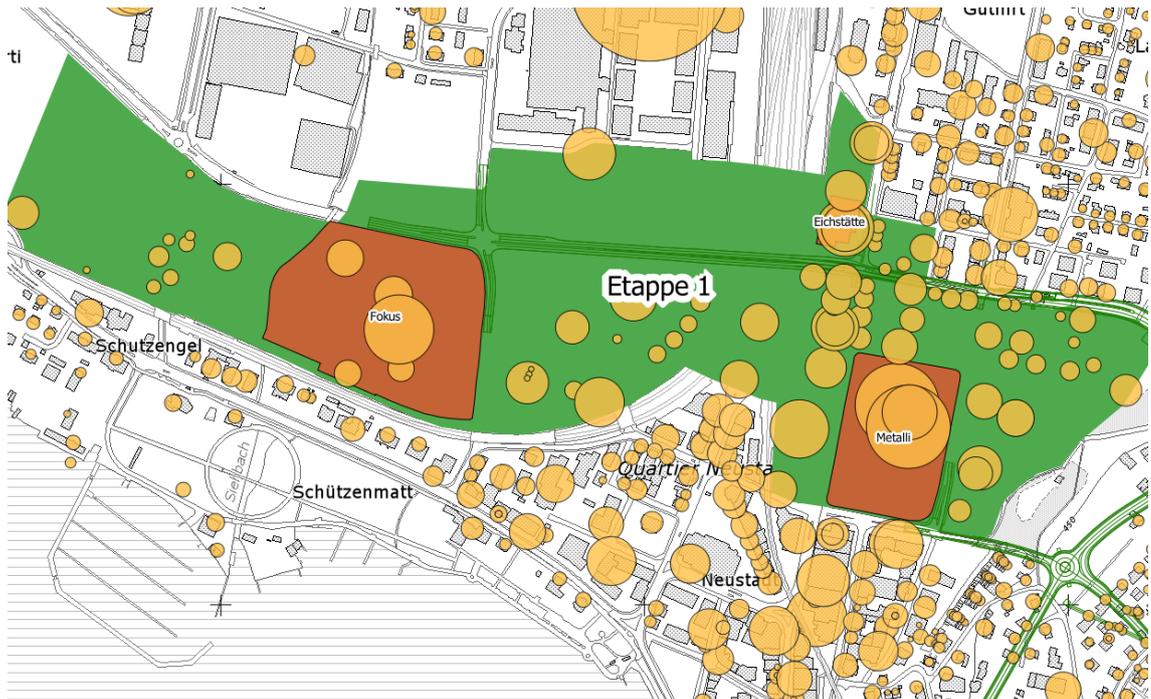
### 3. Technische Machbarkeit

#### 3.1 Energie- und Leistungsbedarf

##### 3.1.1 Bestandesanalyse

###### *Heizleistung bestehend*

Auf dem Plan 1325-2 sind die aktuellen Heizungen dargestellt welche ausschliesslich entweder Öl, Gas oder Holzkessel sind. Innerhalb der Etappe 1 beträgt die aktuell installiert Heizleistung **17.7 MW**.



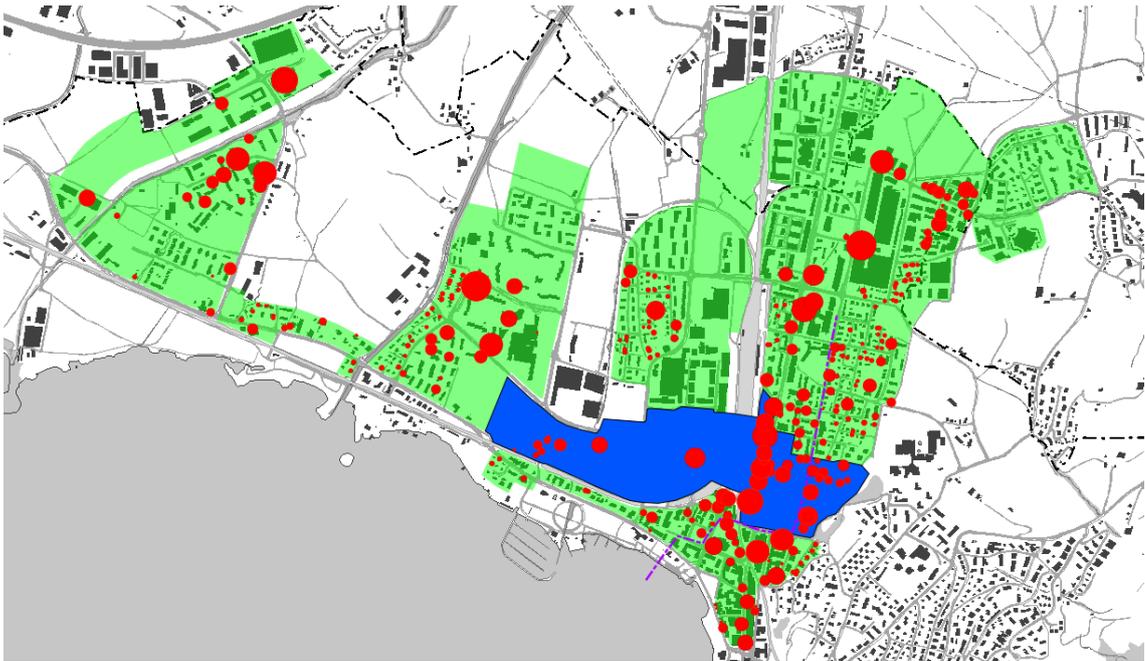
Ausschnitt aus Plan Nr. 1325-2

**Abbildung 1: Heizleistung bestehend.**

Der Wärmebedarf innerhalb der Etappe 1 beträgt rund **30 GWh**. Die Berechnung des Energiebedarfs basiert auf der Hochrechnung der Heizleistung mit 1'710 Volllaststunden. Die Zahl der Volllaststunden wurde mittels der installierten Gasheizungen ermittelt, welche innerhalb der Etappe 1 installiert sind. Die zugehörige Grafik wird in Abbildung 7, Seite 15 gezeigt.

###### *Alter der installierten Heizleistung*

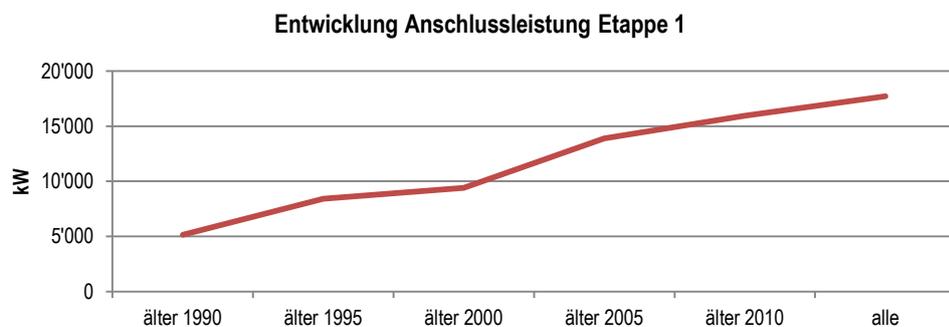
Im Plan 1325-19 ist dargestellt wie die Altersstruktur der bestehenden Heizkessel geographisch und zeitlich verteilt ist. Aus diesem Plan können die Gebiete mit dem höchsten Sanierungspotenzial herausgelesen werden. Beispielhaft ist die untenstehende Abbildung 2, welche mit den roten Punkten die Heizungsanlagen zeigt, die Jahrgang 1995 oder früher aufweisen. Die Punktgrösse ist proportional zur installierten Heizleistung. Sanierungsbedarf innerhalb der Etappe 1 zeigt sich hier vor allem entlang der Baarerstrasse und der Industriestrasse.



Ausschnitt aus Plan Nr. 1325-19

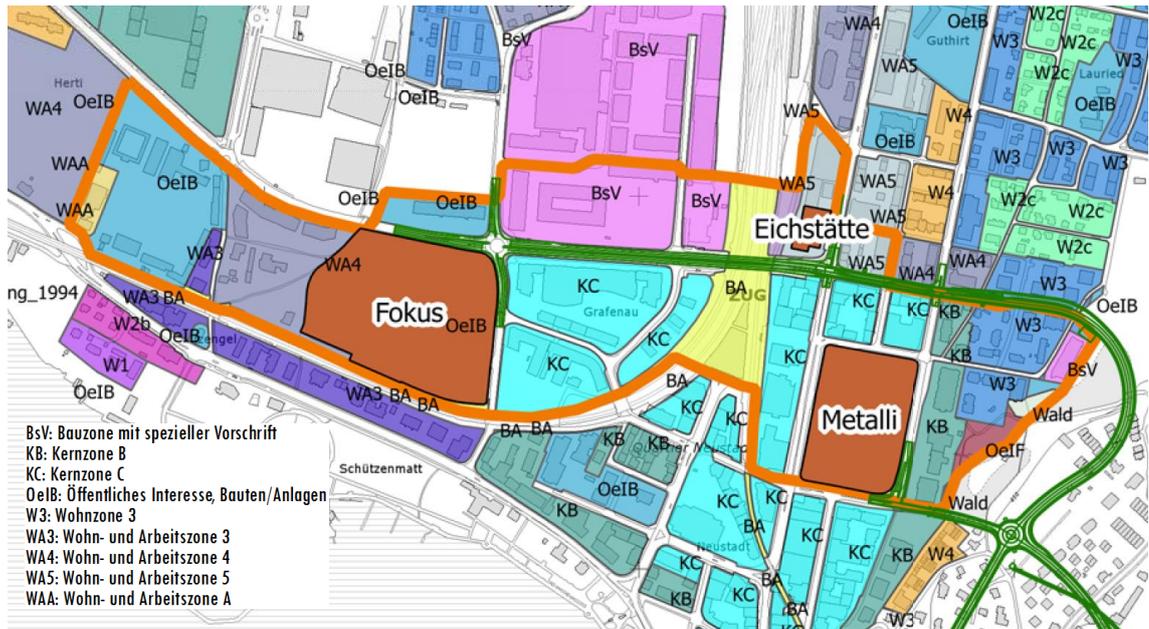
**Abbildung 2: Heizungsanlagen bestehend, älter als 1995.**

Die untenstehende Abbildung 3 zeigt die Zunahme der Heizleistung in Abhängigkeit dessen Alters. Die Kurve zeigt ein mehrheitlich lineares Verhalten. Im Jahr 2020 sind rund 10 MW der Heizleistung älter als 20 Jahre und somit am Ende ihrer Lebensdauer. Dies sind rund 55% der gesamten Heizleistung innerhalb der Etappe 1. In Bezug auf eine früheste mögliche Wärmeabgabe besteht grosses Potential um bereits am Anfang des Betriebes eine hohe Anschlussrate zu erhalten.

**Abbildung 3: Aufsummierung der installierten Heizleistung nach Alter.**

### **Zonennutzung in Etappe 1**

In der untenstehenden Abbildung 4 sind die Zonennutzungen dargestellt. Der grösste Teil gehört mit rund 36% zur Kernzone B/C. In diesen Zonen sind publikumsorientierte Nutzungsarten vorgeschrieben und Büroräumlichkeiten zu erwarten. Die gemischten Zonen Wohnen- und Arbeiten erreichen einen Flächenanteil von 27%. Der Anteil reiner Wohnzone beträgt 7%. Der restliche Teil besteht aus Zonen von „öffentlichem Interesse“, „besondere Bauvorschriften“ und dem Bahngelände.



Ausschnitt aus Plan Nr. 1325-5

Abbildung 4: Zonennutzung in Etappe 1.

Innerhalb der Etappe 1 ist somit bei den meisten Zonen neben dem Wärmebedarf auch Kältebedarf zu erwarten. Der Warmwasseranteil ist aufgrund des hohen Anteils von Geschäfts- und Büroräumlichkeiten eher gering.

### Ankerobjekte

Innerhalb der Etappe 1 werden drei Objekte als so genannte „Ankerobjekte“ definiert. Es handelt sich um Objekte grossem Anschlusspotential welche einen hohen Wärme- und Kältebedarf aufweisen. Sie dienen auch zur Sensitivitätsanalyse um den Einfluss auf den Anteil am Energiebedarf innerhalb der Etappe 1 zu testen. Im weiteren ist dem Objekt Fokus ein konkretes Ausschreibungsverfahren am Laufen in welchem der Kanton Zug als Bauherr auftritt. Die Objekte Metalli und Eichstätte gehören Privaten Unternehmen. Der aktuelle Energieverbrauch dieser Objekte ist bekannt (Tabelle 2).

	Wärme		Kälte		Elektrizität	
Fokus	Energie:	3'400 MWh	Energie:	1'000 MWh	Energie:	5'000 MWh
	Leistung:	1'700 kW	Leistung:	1'000 kW	Leistung:	3'200 kW
Metalli	Energie:	3'492 MWh	Energie:	1'371 MWh	Energie:	7'142 MWh
	Leistung:	3'000 kW	Leistung:	1'500 kW		k. A.
Eichstätte	Energie:	1'601 MWh	Energie:	305 MWh	Energie:	2'451 MWh
	Leistung:	1'100 kW	Leistung:	400 kW		k. A.

Tabelle 2: Nutzenergiebedarf Ankerobjekte.

Weitere Grossobjekte innerhalb Etappe 1:

	Wärme		Kälte		Orientiert *)
ZKB	Energie:	1'100 MWh	Energie:	360 MWh	x
	Leistung:	600 kW	Leistung:	450 kW	
SBB	Energie:	1'100 MWh	Energie:	550 MWh	x
	Leistung:	600 kW	Leistung:	550 kW	

**Tabelle 3: Weitere Grossobjekte innerhalb Etappe 1.**

Weitere Grossobjekte nicht innerhalb Etappe 1

	Wärme		Kälte		Orientiert *)
Kantonsschule Zug	Energie:	2'900 MWh	Energie:	180 MWh	x
	Leistung:	1'700 kW	Leistung:	100 kW	
Siemens Areal	Energie:	11'000 MWh	Energie:	5'440 MWh	x
	Leistung:	15'400 kW	Leistung:	6'800 kW	
Siemens Neubau	Energie:	560 MWh	Energie:	370 MWh	x
	Leistung:	900 kW	Leistung:	600 kW	
Implenia Neubau Unterfeld	Energie:	9'000 MWh	Energie:	3'700 MWh	x
	Leistung:	5'600 kW	Leistung:	2'300 kW	
V-Zug	Energie:	1'010 MWh	Energie:	1'030 MWh	x
	Leistung:	3'500 kW	Leistung:	2'100 kW	

**Tabelle 4: Grossobjekte ausserhalb Etappe 1. Tabelle nicht abschliessend.**

\*) Nach Veröffentlichung der Machbarkeitsstudie Verhandlungen aufnehmen.

### 3.1.2 Definition und Berechnung der Szenarien

Um die verschiedenen Faktoren, welche Einfluss auf den Energiebedarf haben zu berücksichtigen, wurde ein Excel-Tool erstellt mit welchem unterschiedliche Parameter eingegeben werden können. In diesem werden die drei Szenarien als Basis festgehalten und es können Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Im weiteren bietet das Tool die Möglichkeit mit relativ geringem Aufwand Energiebedarfs-Analysen auch für andere Gebiete zu erstellen.

Das Tool berechnet den Nutzenergiebedarf. Der Energiebedarf auf Stufe Endenergie, Anergie und Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen wird vom Nutzenergiebedarf abgeleitet.

Für die Etappe 1 werden im Tool die drei Ankerobjekte Fokus, Metalli und Eichstätte als einzelne Objekte mit bekanntem Energieverbrauch berücksichtigt. Der restliche Energiebedarf wird über die im Grundbuch festgeschriebenen Nutzungszonen flächenabhängig hochgerechnet (Abbildung 4, Seite 11).

Die detaillierte Beschreibung des Tools ist in der Anleitung [3] dokumentiert. In der Abbildung 5 unten ist die Eingabemaske dargestellt. Die grün hinterlegten Felder sind Eingabefelder.

Eingaben <b>Etappe 1</b>		Szenarien		
Nutzenergie: Energiebezug ab Verbund		Szenario minimal	Szenario mittel	Szenario maximal
<input type="text" value="y-Achse fix"/>	<input type="text" value="y-Achse auto"/>	<input type="text" value="Reset"/>	<input type="text" value="Reset"/>	<input type="text" value="Reset"/>
F: Sanierungsrate pro Jahr		2.0%	1.5%	1.0%
F: Veränderung WW-Bedarf bis 2050		-10.0%	-1.5%	0.0%
F: Veränderung Heizwärmebedarf durch Sanierung		-50.0%	-35.0%	-20.0%
A: Anteil WW-Bedarf Ankerobjekte am gesamten Wärmebedarf		12%	14%	16%
A: Veränderung Wärmebedarf Ankerobjekte jährlich		-3.0%	-2.0%	-1.0%
F: Veränderung Kältebedarf jährlich		1.5%	2.0%	2.5%
A: Veränderung Kältebedarf Ankerobjekte jährlich		1.5%	2.5%	3.5%
F: Veränderung Strombedarf jährlich		1.0%	2.0%	3.0%
A: Veränderung Strombedarf Ankerobjekte jährlich		1.0%	2.0%	3.0%
Anschluss Ankerobjekte Ja = 1, Nein = 0				
A: Metalli		-	1	1
A: Fokus		1	1	1
A: Eichstätte		-	-	1
F: Anschlussrate an Energieverbund 2020		20%	25%	30%
F: Anschlussrate an Energieverbund 2050 (exkl. Ankerobjekte)		30%	45%	60%
Anteil Energiestandards. Werte in Blatt "Datentabelle".				
Anteil SIA 380/1 2009 (Kälte nicht nach Norm)		40%	25%	10%
Anteil SIA 380/1 2001 (Kälte nicht nach Norm)		20%	25%	20%
Anteil SIA 1988 (Kälte nicht nach Norm)		10%	25%	50%
Anteil Eigene Werte		30%	25%	20%
Total		100%	100%	100%

Zonen in Etappe 1		Nutzungsarten								
		1 Verwaltung_Bauzone_gerr			9 Wohnen_MFH_W3			10 Wohnen_W4		
Zonenplan im Register "Zonenplan"		Nutzungsart	Eigene Ausnutzungsnummer resp. Baumassenziffer	EBF (AZ*GF) Eigene Anteile	Nutzungsart	Eigene Ausnutzungsnummer resp. Baumassenziffer	EBF (AZ*GF) Eigene Anteile	Nutzungsart	Eigene Ausnutzungsnummer resp. Baumassenziffer	EBF (AZ*GF) Eigene Anteile
weitere	Bauzone_gemaess_Bauordnung_1994	1	1.5	0.9%	1	1.5	0.91%	1	1.5	0.9%
	Bauzone_mit_spezieller_VBsV	2	1.5	11.1%	2	1.5	11.09%	2	1.5	11.1%
	Kernzone_B	3	1.1	8.0%	3	1.1	8.05%	3	1.1	8.0%
	Kernzone_C	4	2.1	41.3%	4	2.1	41.29%	4	2.1	41.3%
	Oeffentliches_Interesse_B_OelB	5	1.5	20.6%	5	1.5	20.61%	5	1.5	20.6%
	Wohnzone_3	9	0.7	2.2%	9	0.7	2.22%	9	0.7	2.2%
	Wohn_und_Arbeitszone_3_WA3	11	0.8	0.4%	11	0.8	0.36%	11	0.8	0.4%
	Wohn_und_Arbeitszone_4_WA4	12	1.0	10.3%	12	1.0	10.29%	12	1.0	10.3%
	Wohn_und_Arbeitszone_5_WA5	13	1.5	4.2%	13	1.5	4.23%	13	1.5	4.2%
	Wohn_und_Arbeitszone_AWAA	14	4.0	1.0%	14	4.0	0.96%	14	4.0	1.0%

Abbildung 5: Eingabemaske Trendanalyse-Tool

Im mittleren Szenario ist eine Anschlussrate an das Anergienetz von 25% im Jahr 2020 berücksichtigt und steigt kontinuierlich bis 45% im Jahr 2050. Die Grundstücke der Ankerobjekte sind von den flächenabhängigen Nutzungszonen ausgenommen.

### 3.1.3 Definition Energiebedarf

Das Ergebnis des mittleren Szenarios ist in Abbildung 6 unten dargestellt. Das ausführliche Ergebnis der verschiedenen Szenarien ist im Dokument [13] aufgeführt. Ein numerische Auflistung des Energiebedarfs für die unterschiedlichen Szenarien und Jahre ist im Dokument [15] „Definition Energie und Leistung“ aufgeführt.

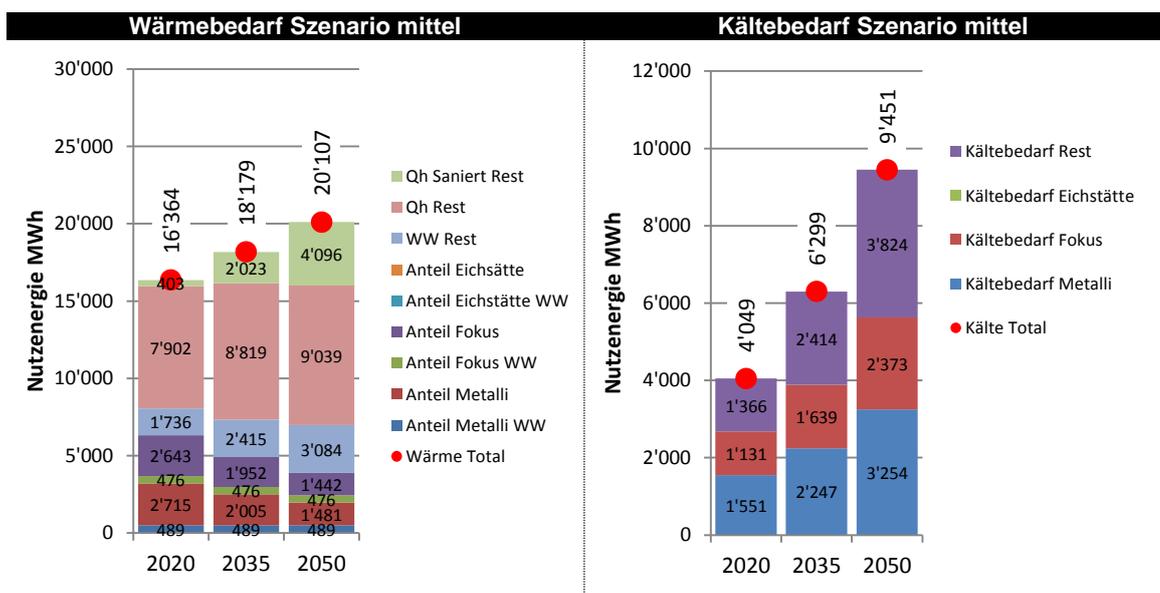


Abbildung 6: Wärmebedarf und Kältebedarfsverlauf für das Szenario Mittel.

Zusammenfassung der Ergebnisse der drei berechneten Szenarien:

Stufe Nutzenergie Jahr	Wärmebedarf		Kältebedarf	
	2020	2050	2020	2050
Szenario 1 minimal	9'872 MWh	9'817 MWh	2'347 MWh	4'409 MWh
Szenario 2 mittel	16'364 MWh	20'107 MWh	4'049 MWh	9'451 MWh
Szenario 3 maximal	22'783 MWh	34'399 MWh	4'527 MWh	13'515 MWh

Randbedingungen in Abbildung 5.

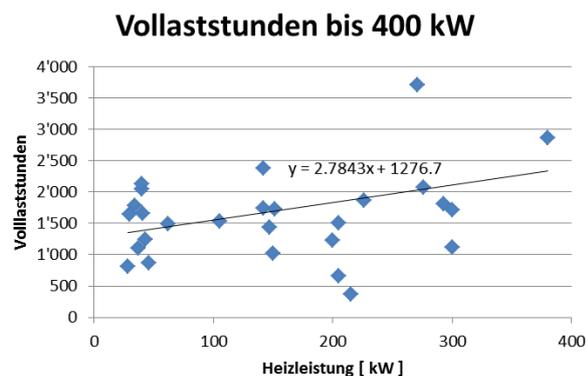
**Tabelle 5: Ergebnis Nutzenergiebedarf der drei Szenarien.**

Fazit:

Es zeigt sich, dass der Anteil des Energiebedarfs von Ankerobjekten im Jahr 2020 im Bereich von 50% liegt und mit dem Ausbau auf rund 30% abnimmt. Der Vergleich mit den Grossobjekten in Tabelle 4, Seite 12 zeigt, dass einzelne Grossobjekte einen Energiebedarf aufweisen welche in den Grössenordnungen der gesamten Etappe 1 liegen. Eine gezielte Auswahl von möglichen Grossobjekten ist speziell zu Beginn beim Aufbau dieses Netzes grosse Beachtung zu schenken, da somit einen wirtschaftlichen Betrieb schon in einer frühen Phase sichergestellt werden kann. Die Analyse zeigt, dass der Wärmebedarf rund doppelt so gross ist wie der Kältebedarf. Es ist jedoch zu beachten, dass speziell der Prozesskältebedarf stark ansteigen kann, wenn grössere Industrie- oder Gewerbebetriebe angeschlossen werden (Tabelle 4, Seite 12).

### 3.1.4 Definition Leistungsbedarf

Der Leistungsbedarf wird über die Volllaststunden aus dem Energiebedarf abgeleitet. Die Volllaststunden für die Wärme wurde über die effektiven Energiebedarfszahlen der installierten Gasheizungen ermittelt und liegt bei 1'710 Stunden (Abbildung 7). Die weiteren Berechnungen wurden mit dem gerundeten Wert von 1'700 h durchgeführt. Für die Volllaststunden der Kälte wurde mit einem Erfahrungswert von 800 h gerechnet.



**Abbildung 7: Der Mittelwert der Volllaststunden beträgt 1'710 h.**

- Volllaststunden Wärme: 1'700 h
- Volllaststunden Kälte: 800 h

Der Leistungsbedarf ist im Dokument [15] „Definition Energie und Leistung“ festgelegt.

Zusammenfassung der Ergebnisse der drei berechneten Szenarien:

Stufe Nutzleistung Jahr	Leistungsbedarf Wärme		Leistungsbedarf Kälte	
	2020	2050	2020	2050
Szenario 1 minimal	5'807 kW	5'775 kW	2'934 kW	5'511 kW
Szenario 2 mittel	9'626 kW	11'828 kW	5'061 kW	11'814 kW
Szenario 3 maximal	13'402 kW	20'235 kW	5'659 kW	16'894 kW

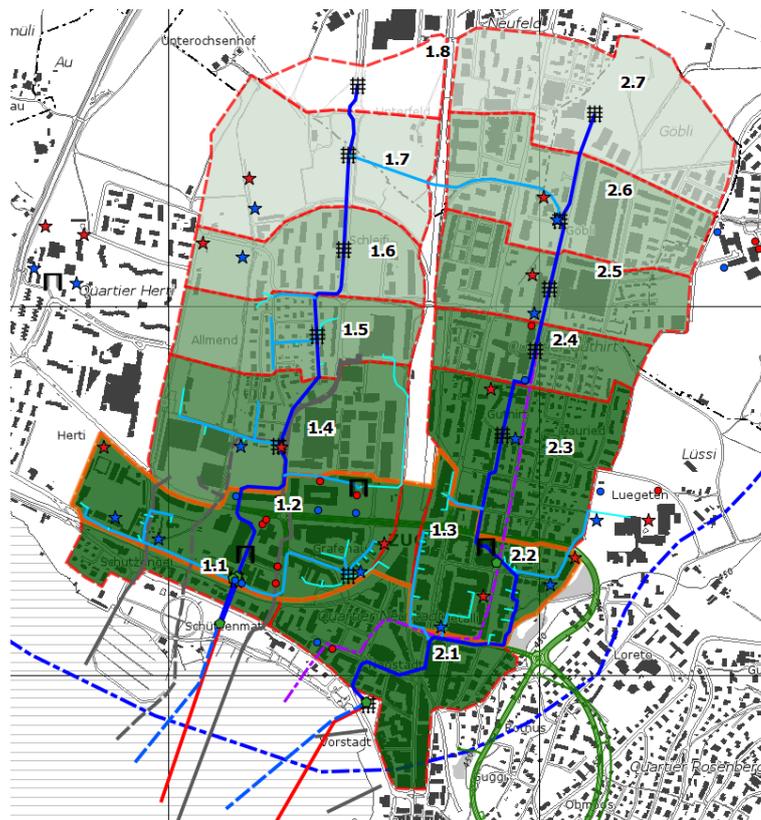
**Tabelle 6: Ergebnis Leistungsbedarf (Stufe Nutzleistung) der drei Szenarien.**

### 3.1.5 Weitere Verwendung der Szenarien

Die Berechneten Szenarien sind Basis für:

- Leitungsführung
- Leitungsdimensionierung
- Dimensionierung Seewasserefassungen
- Abschätzung der Flexibilität und Skalierbarkeit des Energienetzes
- Wirtschaftlichkeitsrechnungen
- Seewassersimulationen
- Grundwassersimulationen

Die Grundwasserefassungen werden so dimensioniert, dass auch die Gebiete oberhalb der ersten Etappe an den Energieverbund angeschlossen werden können. Hierzu wird das Gebiet in die Zonen 1.1 bis 2.7 eingeteilt (Abbildung 8). Die Zonen 1.x und 2.x werden mit je einer Hauptleitung (Leitung „Zonenerschliessung“) resp. einer Seewasserefassung versorgt. Die Berechnung des Energie- und Leistungsbedarfs erfolgt auf Basis der Nutzungszonen nach Katasterplan.



**Abbildung 8: Zonierung Energieverbund erweitert. Plan Nr. 1325-16.**

Die abgeleiteten Werte wie Endenergie, Anergie und Volumenströme sind ebenfalls im Dokument „Definition Energie und Leistung“ [6] festgelegt.

### 3.2 System Energieverbund

In der untenstehenden Abbildung ist das System des Energieverbundes schematisch dargestellt. Als zentrales Element ist das Anergienetz (das Hauptleitungsnetz) eingezeichnet, welches die unterschiedlichen Elemente wie, Wärmepumpen, Wärmetauscher für Kühlung, Grund- und Seewassereinbindung sowie Wärmekraftkopplungselemente (WKK) hydraulisch vernetzt.

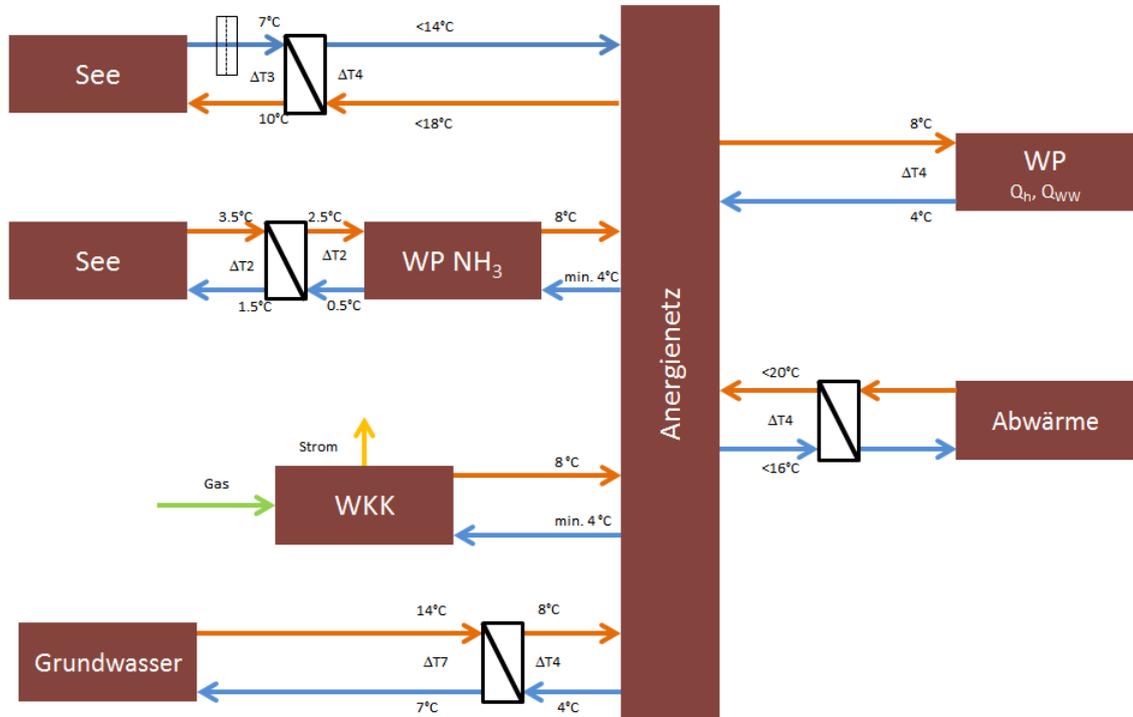


Abbildung 9: Konzept-Schema Anergienetz.

Im Anergienetz schwankt die Temperatur zwischen +4 °C bis +16 °C. Die Erdreichtemperatur in der Verlegetiefe schwankt saisonal zwischen +2 °C bis +16 °C. Aus diesem Grund werden die Wärmeverluste marginal sein.

#### 3.2.1 Seewasser

Das Seewasser wird als Kälte- und Wärmequelle genutzt. Die Fassung ist auf einer Tiefe von 26 m, d.h. unterhalb der Sprungschicht vorgesehen. In diesem Tiefenbereich ist die Gefahr von Verschmutzung durch Wandermuscheln stark reduziert (Siehe Bericht Tiefbau, Staubli Kurath, [8], auf Seite 7) und der Temperaturbereich liegt zwischen 3.5 und 7 °C.

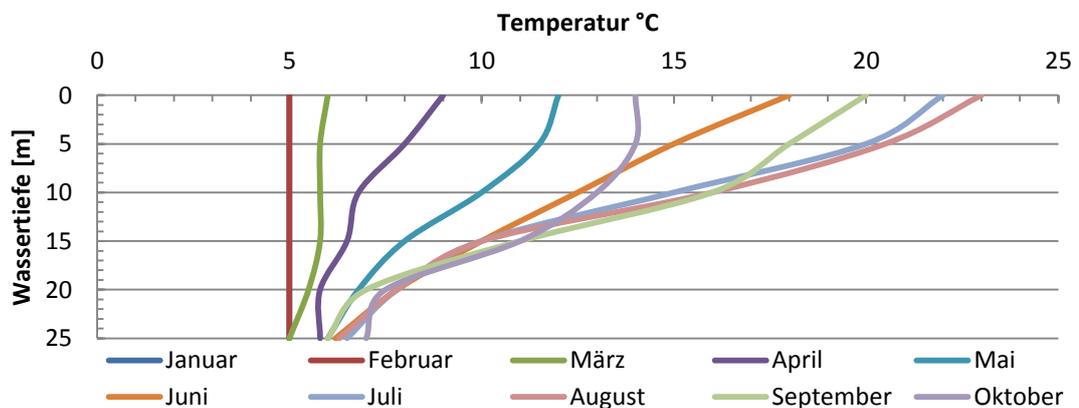
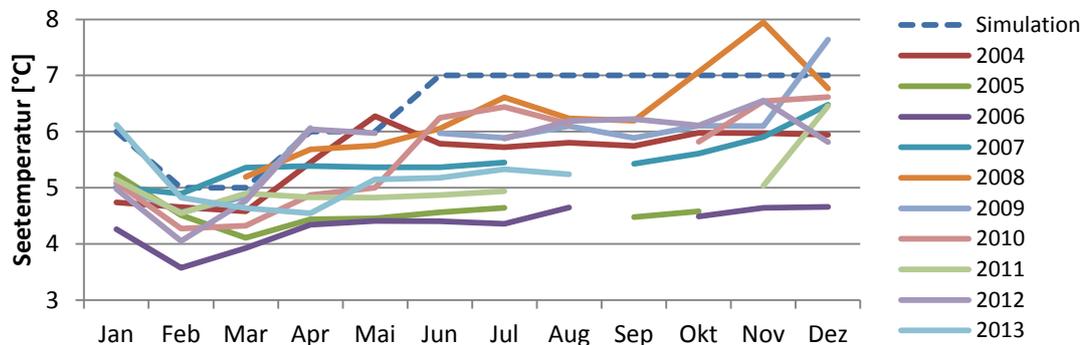


Abbildung 10: Jahresverlauf der Seewassertemperatur

In Abbildung 10 ist der Temperaturverlauf des Zugersees während einem Jahr dargestellt. Die Lage der Sprungschicht und dessen Einfluss auf das Ökosystem ist im technischen Bericht Seewasser [4] genauer erläutert.



**Abbildung 11: Seewassertemperatur in 26 m Tiefe.**

Messungen zeigten, dass die Temperatur in 26 m während den letzten 10 Jahren einmal im Februar bis auf 3.5 °C gefallen ist. Bei der Spitzenlastabdeckung ist dieser Betriebszustand zur berücksichtigen. Der Beschrieb ist im Kapitel „Spitzenlastdeckung Heizen“, Seite 30 beschrieben.

Bestehende Seewasserfassungen sind:

- Kantonbank
- Siemens-Areal
- CS
- ZKB
- altes Kantonsspital
- div. kleine Anlagen

### 3.2.2 Grundwasser

Das Tiefengrundwasser liegt in einer Tiefe von rund 140 m und erstreckt sich über das gesamte Zuger Stadtgebiet (Plan-Nr. 1325-15). Verschiedene Gebäude werden bereits mit Tiefengrundwasser versorgt:

- Kantonale Verwaltungsgebäude inkl. Strafanstalt
- Kaufmännische Berufsschule
- Gewerblich Industr. Berufsschule Zug GIBZ
- Kantonsschule Zug
- Neubau Foyer (ab 2014)
- Neubau Hochhaus Parktown (ab 2014)
- Suva
- Evangelisches Kirchenzentrum Zug

Anhand der bestehenden Brunnen zeigt sich, dass das Wasser der bestehenden Brunnen mit einer konstanten Temperatur von rund 14.5 °C entnommen werden kann. Probebohrungen und der Betrieb von bestehenden Bohrungen zeigen, dass im Uferbereich erhöhte Versandungsgefahr besteht. Der Uferbereich befindet sich im Auslaufbereich der Tiefengrundwasserzone.

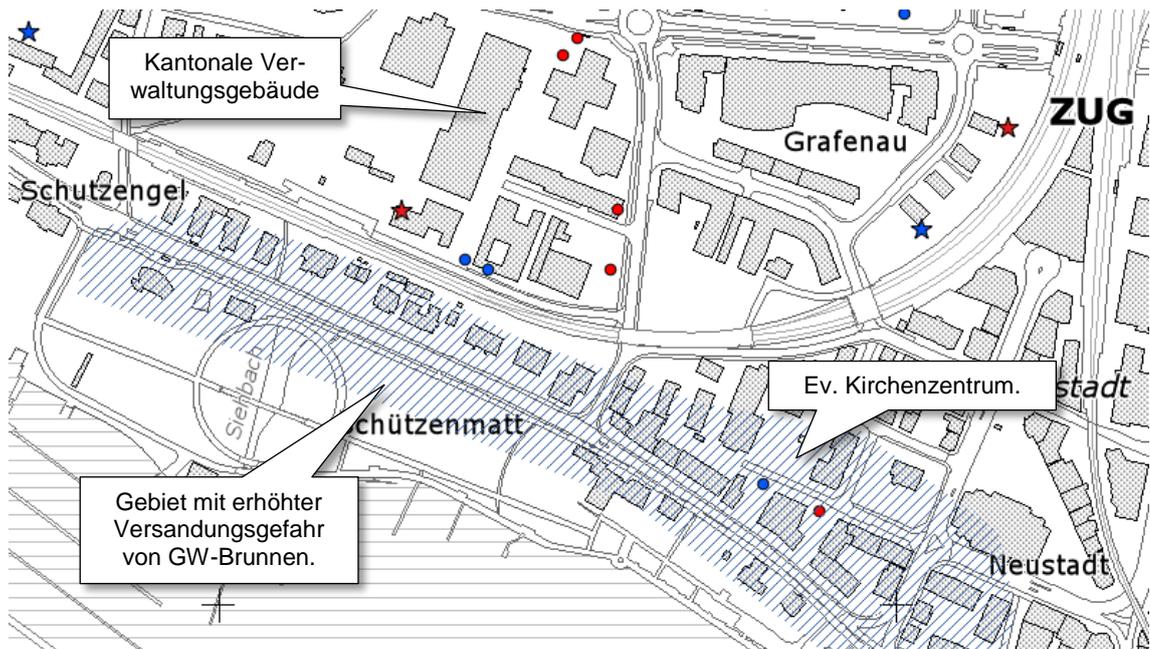


Abbildung 12: Gebiet mit erhöhtem Versandungspotential von Grundwasserbrunnen.

### 3.2.3 Wärmekraftkopplung

Die Wärmekraftkopplung (WKK) ermöglicht innerhalb des Energieverbundes das System energetisch, leistungsmässig und wirtschaftlich zu optimieren. WKK-Elemente erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Als Wärmekraftkopplungselement können Blockheizkraftwerke (BHKW) oder Brennstoffzellen-Module eingesetzt werden. Blockheizkraftwerke sind erprobte Komponenten welche gut kalkulierbare Betriebskosten verursachen. Brennstoffzellen-Anlagen gibt es schon seit mehreren Jahrzehnten. Dessen Betrieb ist jedoch bis heute aufwendiger als bei BHKW's und es muss mit erhöhten Betriebskosten sowie unvorhergesehenen Ereignissen gerechnet werden. Blockheizkraftwerke werden mit Gas betrieben. Brennstoffzellen werden in der Regel ebenfalls mit Gas betrieben, können aber auch mit Wasserstoff oder Methangas betrieben werden. Die Brennstoffzellen-Technologie bietet grundsätzlich die Möglichkeiten, den Prozess umzukehren und aus Strom Gas herzustellen. Somit kann z.B. mit einer Strom-Überproduktion aus Photovoltaik-Anlagen Gas hergestellt werden. In Pilot-Anlagen wird heute dieses Verfahren getestet. Es wird auch Power-to-Gas genannt.

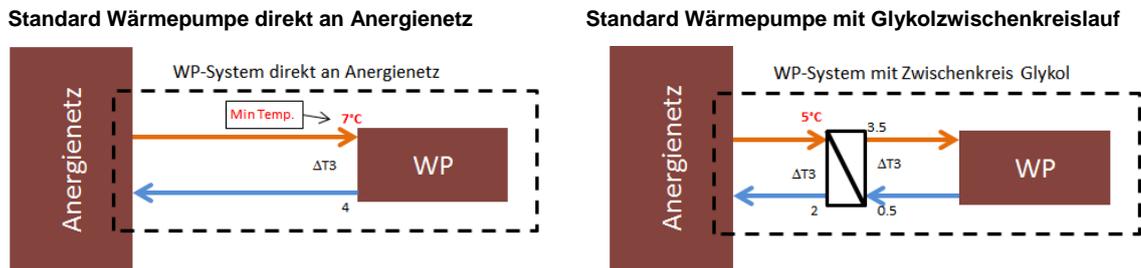
	Wirkungsgrad elektrisch	Leistungsbereich	Bemerkung
Blockheizkraftwerk BHKW	35 – 42 %	5 – 5'000 kW	Gross-BHKW erreichen einen elektrischen Wirkungsgrad bis zu 42%.
Brennstoffzellen	30 – 60 %	2 – 3'000 kW	Leistungsbereich für den Einsatz im kommerziellen Bereich.
Gaskombikraftwerk GuD	50 – 60 %	ab 80 MW	Einsatzbereich für Überregionale Stromversorgung.

Tabelle 7: Einsatzbereiche von WKK-Anlagen.

### 3.2.4 Wärmepumpe

Die Wärmepumpen werden in den Gebäuden installiert und heben das tiefe Temperaturniveau des Anergienetzes auf Nutztemperatur. Das Anergienetz wird auf einem Temperaturniveau von minimal 7 °C Vorlauf und 4 °C Rücklauf betrieben. So wird sichergestellt, handelsübliche Wärmepumpen in den Gebäuden der Endnutzer installiert werden können. Es gibt die Möglichkeit mit einem Glykolkreislauf tiefere Temperaturen zu fahren. Dieser Zwischenkreislauf

wird dann bei jedem Endnutzer (Gebäude) benötigt. Um die Systemkomplexität möglichst einfach und wartungsfreundlich zu halten wird die Systemtemperatur im Anergienetz auf minimal 7 °C festgelegt, damit die Endnutzer-Wärmepumpen ohne Glykol-Zwischenkreislauf betrieben werden können.



**Abbildung 13: Minimale Betriebstemperaturen für Standardwärmepumpen.**

Es ist zu berücksichtigen, dass Wärmepumpen mit einer Leistung von mehr als 600 kW ab 2014 nicht mehr mit R134a betrieben werden dürfen resp. eine Sonderbewilligung benötigen. Als Ersatzkältemittel zeichnet sich HFO ab.

Weitere Kältemittel wie z.B. Ammoniak können in diesem Verbund ebenfalls eingesetzt werden. Da diese Maschinen über das Anergienetz als Zwischenkreis mit dem See verbunden sind besteht keine direkte Gefährdung für den See. Bauliche Sicherheitsmassnahmen in den Technikzentralen sind beim Einsatz von Ammoniak zu berücksichtigen. Auch die WP bei den Seewassersfassungen sind über einen Zwischenkreislauf mit dem Seewasser verbunden.

### 3.2.5 Abwärme

Industrie- und Gewerbebetriebe können Produktionsprozesse haben, welche Kältebedarf erfordern. Dieser Kältebedarf kann im Anergiesystem während der Heizperiode als Wärmequelle genutzt werden. Die Kälte kann dank dem tiefen Temperaturniveau des Seewassers direkt über Plattentauscher zur Verfügung gestellt werden und muss nicht mittels Kältemaschinen erzeugt werden.

### 3.2.6 Klimakälte

Die Klimakälte während den Sommermonaten kann durch das See- und Grundwasser gedeckt werden. Das Grundwassertemperaturniveau von 14.5 °C bietet bereits die Möglichkeit Klimakälte bereit zu stellen. Die Klimakälte kann über Wärmetauscher direkt zur Verfügung gestellt werden und muss nicht über Kältemaschinen erzeugt werden.

Zudem werden die bisherigen Rückkühlanlagen auf den Dächern oder teilweise an den Fassaden nicht mehr benötigt. Die Dachlandschaften werden dadurch aufgewertet und können ohne akustische Störungen genutzt werden.

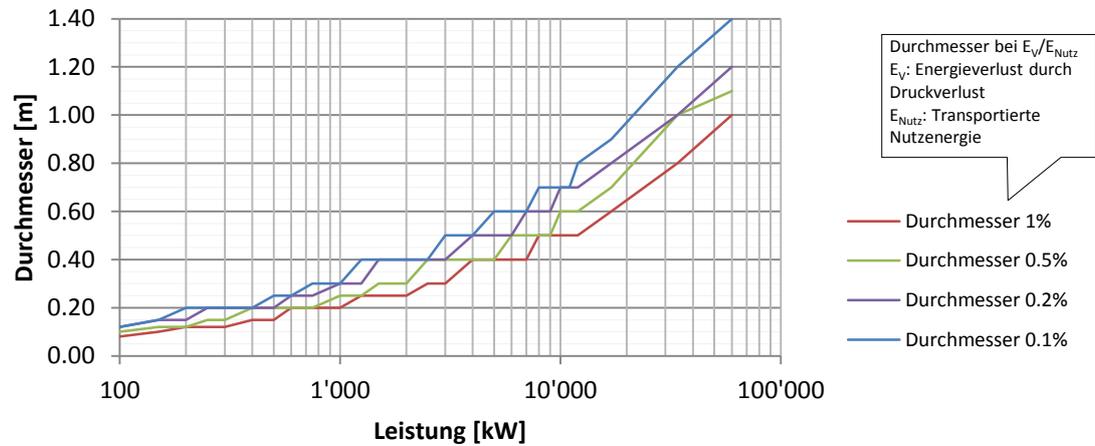
## 3.3 Leitungsnetz und Dimensionierung

Bei der Vordimensionierung des Hauptleitungsnetzes (Leitung bis zum Gebäudeeintritt) wurde die Vorgabe gesetzt, dass der Pumpenenergiebedarf nicht höher als 1 % der Nutzenergie betragen soll. Ziel dieser Vorgabe ist, dass über den gesamten Energieverbund die Pumpenenergie nicht höher als 4% des Nutzenergiebedarfs beträgt. Es kann somit 3% des Pumpenenergiebedarfs innerhalb des Gebäudes (ohne Verteilung) und in Verteilzentralen aufgewendet werden.

Für die Rohrdimensionierung wurde hierzu ein Excel-Tool entwickelt in welchem folgende Parameter eingegeben werden können:

- Temperaturdifferenz
- Leitungsdurchmesser
- Leitungslänge
- Leistung und Energieverbrauch

Mit diesen Eingaben können die Verschiedenen Versorgungsabschnitte untersucht und die Leitung entsprechend vordimensioniert werden. Im Dokument „Vordimensionierung Rohrleitung“ [5] sind die Darstellungen gezeigt welche im Excel-Tool ausgegeben werden.



**Abbildung 14: Rohrleitungsdurchmesser in Abhängigkeit der Nutzleistung**

Als Dimensionierungsgrundlage für die weitere Bearbeitung wurde das Dokument „Definition Rohrleitungen Leistungskategorien“ [7] erstellt. Mithilfe dieses Dokuments wurden konkrete Leitungsdurchmesser aufgrund der Anschlussleistung des entsprechenden Abschnitts definiert.

Im Plan Nr. 1325-17 (Abbildung 21, Seite 25) ist die konkrete Leitungsführung eingezeichnet. Die Auswahl der angeschlossenen Gebäude basiert auf dem berechneten mittleren Energiebedarfsszenario (Abbildung 20, Seite 24) und dem Sanierungspotential aufgrund des Alters der Heizungen (Plan Nr. 1325-19).

Die Dimension der Versorgungsleistung nimmt mit zunehmender Seenähe zu (Abbildung 16). So muss die Seewasserefassung den gesamten Leistungsbedarf abdecken können, welcher von der Summe aller angeschlossenen Zonen gefordert wird (Abbildung 15).

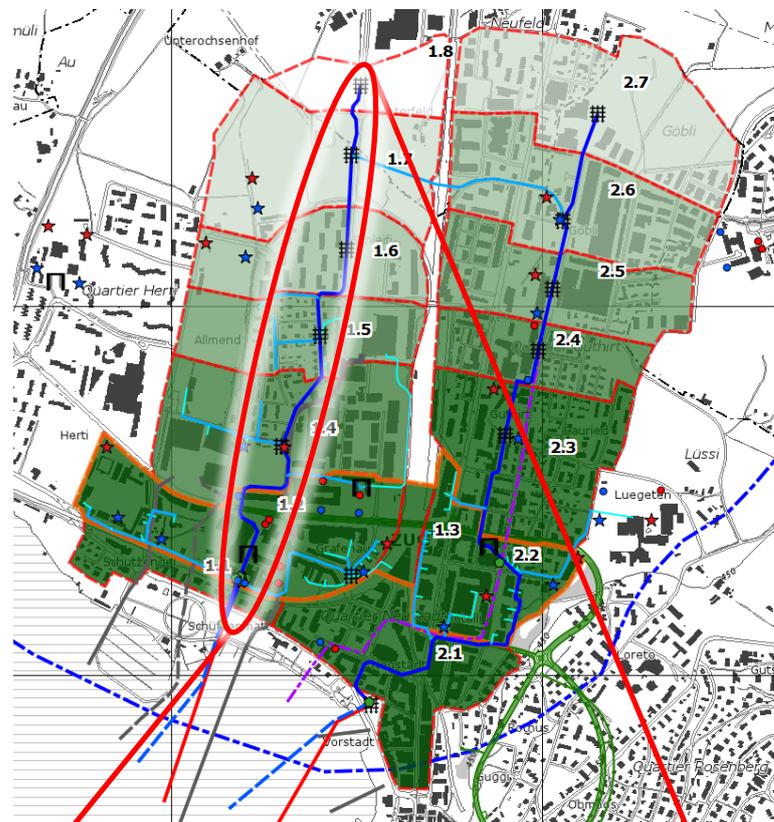


Abbildung 15: Zonierung des Versorgungsgebiets.

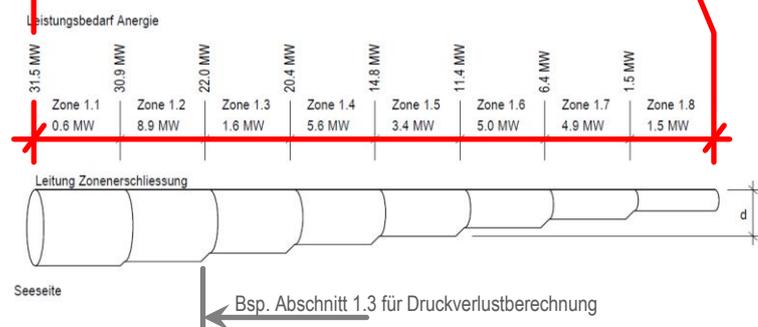


Abbildung 16: Leitung Zonenerschliessung.

Die Auslegung der Rohrleitungen bezieht sich auf die Nennleistung im Energiesystems des mittleren Szenarios. Die Szenarien und die Berücksichtigung von verschiedenen Ankerobjekten zeigen jedoch, dass der Leistungsbedarf sehr stark schwanken kann. Die Dimension der Erschliessungsleitung hat grossen Einfluss auf die Kosten und ist ein Systembauteil welches einmalig eingebaut wird und für 50 bis 100 Jahre verbaut sein wird. Um abzuschätzen wie flexibel das Leitungssystem Bedarfsänderungen auffangen kann, wurde ein weiteres Excel-Tool entwickelt mit dem diese Flexibilität geprüft werden kann.

Die nächsten Grafiken zeigen diese Analyse für den Abschnitt 1.3. Die Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen unterschiedliche Pumpenenergieanteile aufgrund der drei Szenarien. Um den Pump-Energiebedarf bei 1% zu halten variiert der Leitungsdurchmesser entsprechend den unterschiedlichen Nennleistungen und ob das System mit variabler (Abbildung links) oder konstanter Leistung (Abbildung rechts) betrachtet wird.

So liegt der Durchmesser bei einem Pumpenstrombedarf von 1% im mittleren Szenario zwischen 54 cm ③ bei variabler Leistungserbringung (Abbildung 17) bis zu 70 cm ① bei konstanter Leistungserbringung (Abbildung 18). Der reale Fall wird zwischen diesen beiden Werten liegen.

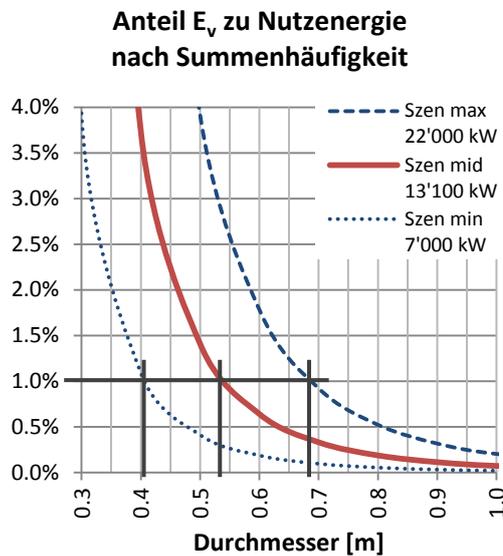


Abbildung 17: Energiebedarf für Pumpen bei variabler Leistungsdeckung.

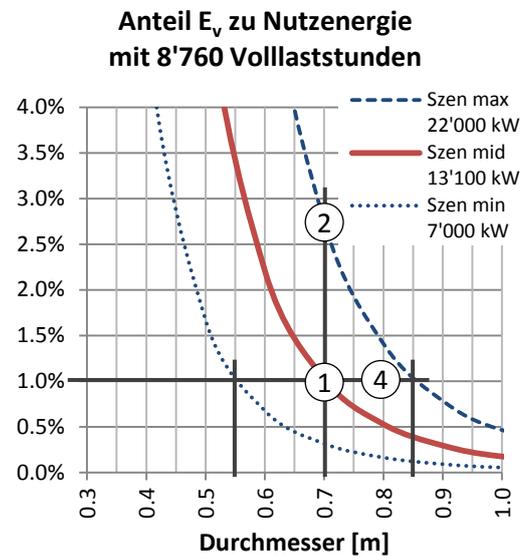


Abbildung 18: Energiebedarf für Pumpen bei konstanter Leistung.

Neben dem Pumpenenergiebedarf, welcher aus wirtschaftlichen Gründen massgebend ist, muss auch der technische Druckverlust, berücksichtigt werden, welcher von den Pumpen überwunden werden muss. Die Einsatzgrenze liegt je nach Pumpenwahl im Bereich zwischen 70 kPa bis 330 kPa. Um in der Pumpenwahl freier zu sein empfiehlt sich hier auf tendenziell geringere Druckverluste auszuliegen.

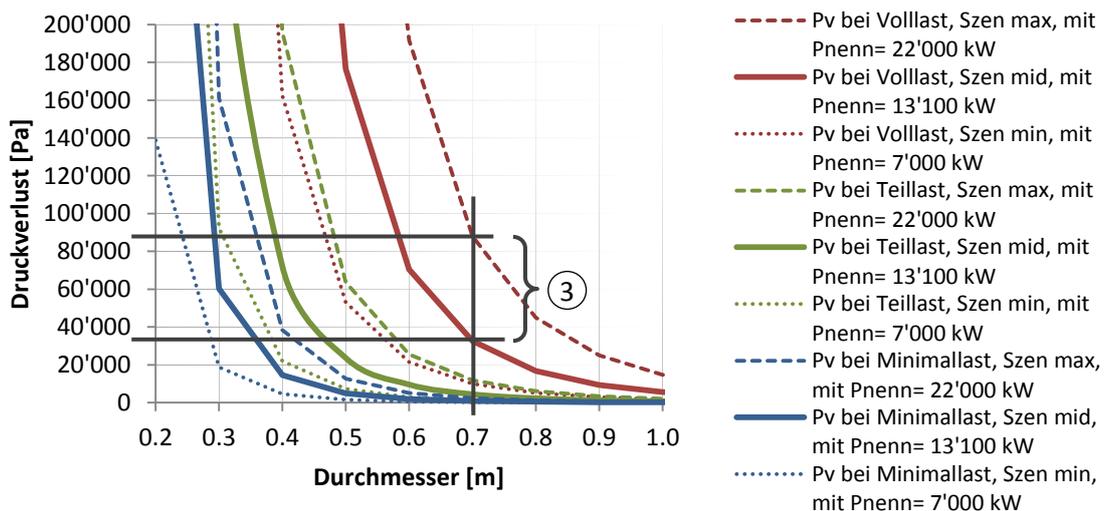


Abbildung 19: Druckverlust im Leitungsabschnitt 1.3 bei unterschiedlichen Versorgungsleistungen im Endausbau 2050 (bei unterschiedlichen Szenarien).

In diesem Streckenabschnitt (1.3) könnte einen Durchmesser von 70 cm festgelegt werden. Mit diesem Durchmesser würde im mittleren Szenario der Pumpenenergiebedarf von 1% auch bei 8'760 Volllaststunden nicht überschritten ① in Abbildung 18. Würde der Fall des maximalen Szenarios eintreten, würden die 1% zwar überschritten und auf maximal rund 2.5% ansteigen. Der Druckverlust liegt ebenfalls in einem problemlosen Bereich ③ Abbildung 19. Die spätere

Wirtschaftlichkeitsberechnung zeigt jedoch, dass der Pumpenstrom einen erheblichen Einfluss auf die Betriebskosten hat. Die Baukosten für eine Leitung mit 70 cm oder 80 cm unterscheiden sich jedoch nur marginal. Aus diesem Grund ist die Wahl auf 80 cm sinnvoller. So wird auch beim maximalen Szenario der Pumpenergiebedarf von 1% nicht überschritten ④. Der Vergleich der Szenarien mit einzelnen Grossobjekten (Tabelle 4, Seite 12) zeigt, dass der Einfluss von einzelnen grossen Objekten einen erheblichen Einfluss auf den Energie und Leistungsbedarf haben kann. Sollten solche Anschlussbekennungen im Vorfeld bereits bekannt werden, oder sieht der Zonenplan zukünftig verdichtete Nutzungszonen<sup>1</sup> vor, sind auch grössere Dimensionen zu prüfen.

Die Flexibilität dieses Rohrleitungsabschnittes ist somit über einen grossen Leistungsbereich gegeben. Sollten wider Erwarten noch grössere Leistungsbedarfzahlen entstehen, besteht die Möglichkeit, durch die Erhöhung der Temperaturdifferenz, den Leistungsbereich des Anegienetzes weiter zu erhöhen. Dies kann mit den zentralen Wärmepumpen bei den Seewasserfassungen oder über die dezentralen WKK-Komponenten geschehen.

### 3.4 Gebäudeauswahl Etappe 1 für Leitungsführung.

Die Konkrete Leitungsführung für die erste Etappe ergibt sich aus dem Sanierungspotenzial der Heizungen (Plan Nr. 1325-19) und dem Energiebedarf entsprechend dem mittleren Szenario.

- Wärmebedarf: 20'107 MWh
- Kältebedarf: 9'451 MWh

Die Auswahl der Gebäude beginnt bei den grössten Leistungen. Bezogen auf die erste Etappe werden so 24 Gebäude angeschlossen (Abbildung 20). Die ausgewählten Gebäude liegen in einem Leistungsbereich zwischen 150 bis 1'500 kW.

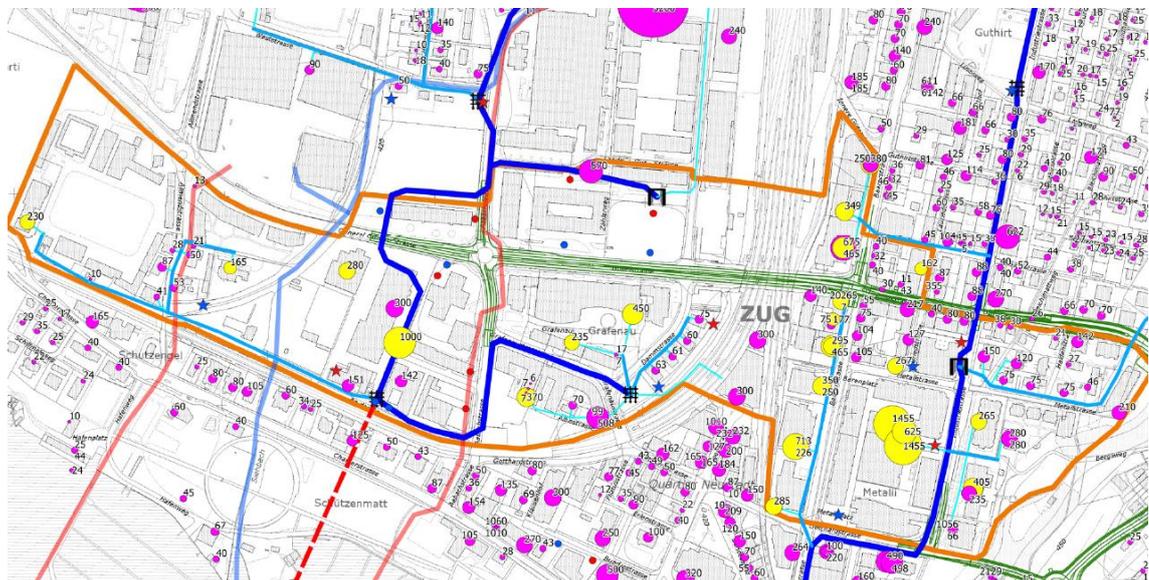


Abbildung 20: Gebäudeauswahl aufgrund des grössten Sanierungspotentials und Leistungen.

<sup>1</sup> Das Baudepartement der Stadt Zug überarbeitet zur Zeit den Nutzungszonenplan. Es ist von einer verdichteten Bauzonen-Nutzung auszugehen. Nähere Informationen werden im Winter 2014/2015 bekannt werden.

Die Entsprechenden Leitungsdimensionen sind in Abbildung 21 resp. im Plan-Nr. 1325-17 beschrieben, welche auch zur Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendet werden.

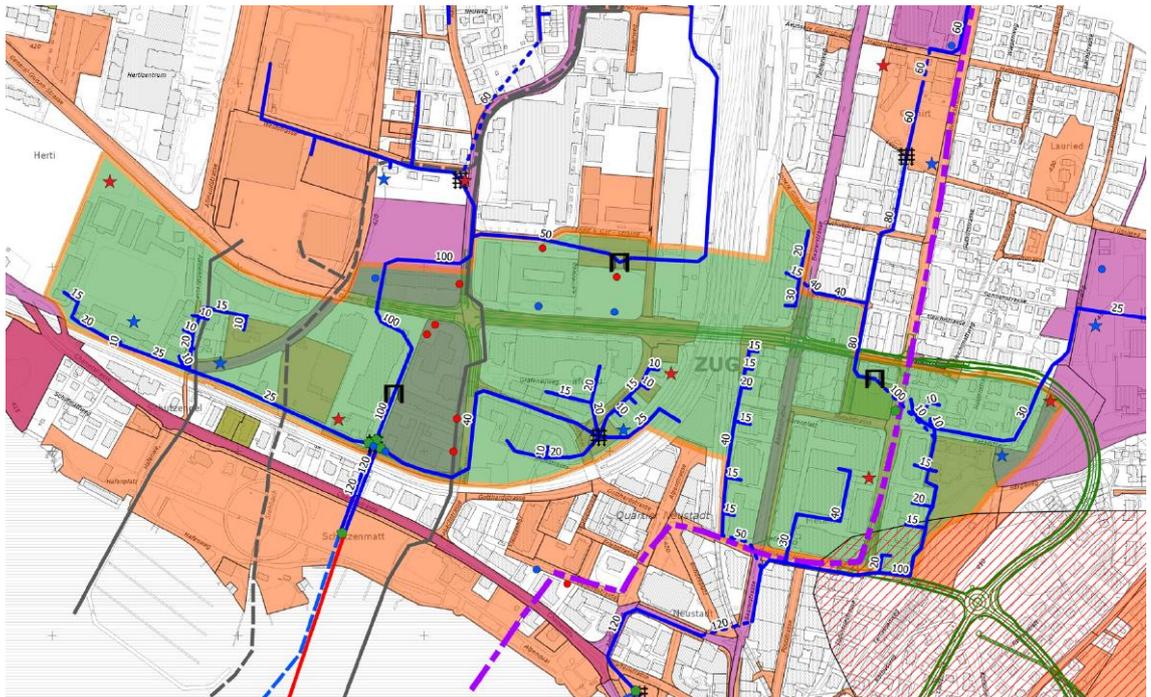


Abbildung 21: Leitungsbau Plan Nr. 1325-17.

### 3.5 Lastprofile

Für die Grund- und Seewasseranalysen werden Lastprofile benötigt. Die Erfahrung zeigt, dass bei Grundwassernutzungen mittelfristig (im Bereich von fünf Jahren) ausgeglichene Wärmebilanzen anzustreben sind. Das heisst es muss ungefähr gleich viel Wärme eingetragen werden wie ausgetragen wird. Mit diesem Hintergrund werden die Lastprofile erstellt.

Das Lastprofil für den Bedarf von Wärme und Kälte ist in der untenstehenden Abbildung 22 gezeigt. Sie basiert auf der Verteilung in Anlehnung nach SIA 2024.

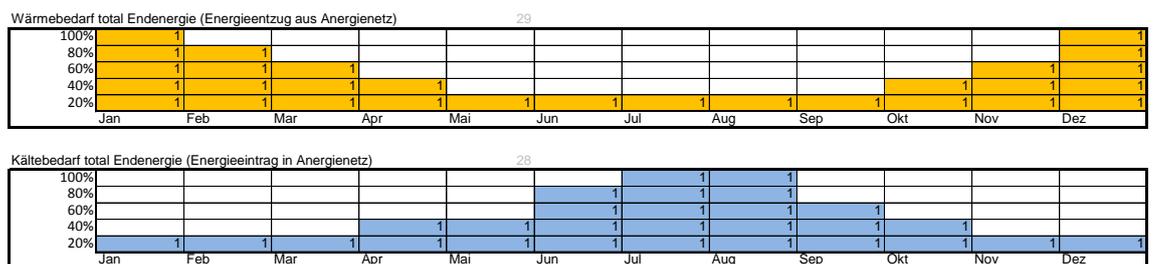


Abbildung 22: Verteilung Wärme- und Kältebedarf (Endenergie).

Gemäss Szenario ist der Wärmebedarf rund doppelt so hoch wie der Kältebedarf:

- Wärmebedarf: 20'107 MWh
- Kältebedarf: 9'451 MWh

Wegen dem hohen Temperaturniveau des Grundwassers ist es das Ziel möglichst viel Wärme mit dem Grundwasser zu erzeugen. Um über mehrere Jahre die Wärmenutzung zu ermöglichen ist jedoch eine ausgeglichene Wärmebilanz im Grundwasser wichtig. Der Kältebedarf, der mit Grundwasser gedeckt werden kann ist somit die Begrenzung der Wärmenutzung.

Die resultierenden Lastprofile für Grund- und Seewasser sind in der untenstehenden Abbildung ersichtlich. Mit dieser Verteilung wird erreicht, dass die Wärmebilanz im Grundwasser nahezu ausgeglichen ist. Detailliertere Angaben sind im Dokument [18] „Lastprofile“ aufgeführt.

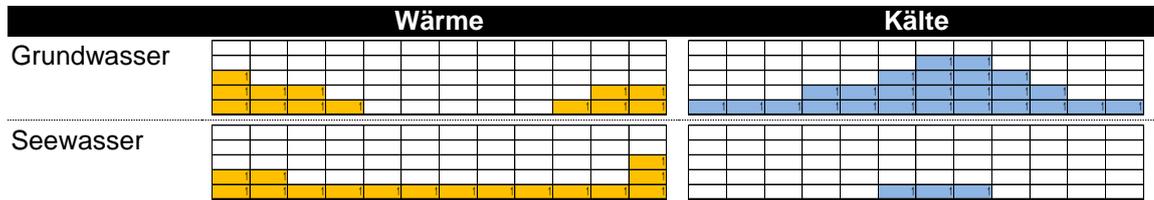


Abbildung 23: Deckung Wärme- Kältequellen auf Stufe Anergie mit See- oder Grundwasser.

Der grösste Teil des Kältebedarfs wird mit Grundwasser gedeckt. Lediglich in den heissen Sommermonaten wird zusätzlich Seewasser genutzt um die Leistungsspitzen abdecken zu können. Ein Übersicht der Energieflüsse ist in Abbildung 24 gezeigt.

Für die Grundwassersimulationen werden diese Lastprofile als Basis verwendet.

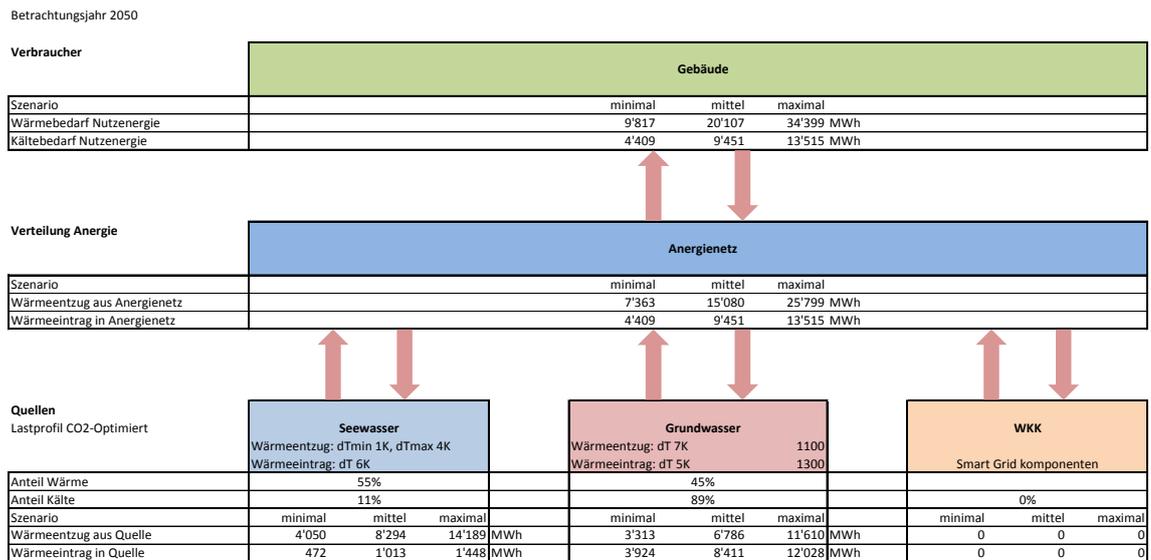


Abbildung 24: Energieflüsse im Jahr 2050.

Bei den Seewassersimulationen würden diese Lastprofile keine sinnvollen Resultate liefern, da vor allem die Kältenutzung des Sees (Wärmeentzug in den See) kritisch ist. Aus diesem Grund werden für die Seewassersimulationen separate Lastprofile verwendet, mit welchen der gesamte Kältebedarf mit Seewasser gedeckt wird. Erste Simulationen zeigten, dass der Kältebedarf der ersten Etappe einen unbedeutenden Einfluss auf die Temperaturen im Zugersee ergibt. Der Kältebedarf wurde soweit erhöht, bis erste relevante Temperaturänderungen im Zugersee entstanden. Die entsprechenden Randbedingungen und Resultate sind im Bericht „Technischer Bericht Seewasser“ aufgeführt.

## 4. System

### 4.1 Vorlauftemperaturen für Altbauten

Ältere Gebäude weisen häufig noch hohe Vorlauftemperaturen auf. Die Einsatzgrenze der Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen liegt bei 60 °C. Werden höhere Temperaturen verlangt, muss die Wärme entweder mit anderen Wärmeerzeugern bereitgestellt werden oder es muss nachgeheizt werden. Der Energieverbund Zug erstreckt sich über einen Zeitraum bis ins Jahr 2050. Gebäude welche heute noch sehr hohe Vorlauftemperaturen aufweisen, werden in Zukunft saniert werden oder es werden Ersatzneubauten erstellt, welche mit tieferen Vorlauftemperaturen betrieben werden können.

### 4.2 Notbetrieb

Um bei einem Leitungsbruch einen Notbetrieb sicherzustellen, wird das Leitungsnetz in Abschnitte eingeteilt die mit Schiebern abgetrennt werden können. Über Anschlussstutzen wird sichergestellt, dass Wärme- oder Kälteenergie mit mobilen Zentralen bereitgestellt werden kann.

Für den Notbetrieb können Hydranten (Wassertemperatur 8 – 12 °C) angezapft werden. Die gesamte Wassermenge im Leitungsnetz für die Etappe 1 liegt im Bereich von 600 m<sup>3</sup>. Wird das Netz in entsprechend kleine Abschnitte eingeteilt, kann sichergestellt werden, dass die Wassermenge die Kapazitäten der Hydranten nicht überschreitet oder auch mit Tanklastwagen nachgefüllt werden kann.

Entsprechende Bewilligungen für eine Notnutzung sind zu beantragen.

Im weiteren sind Betriebsunterbrechungen und Gefahren versichert. Welche Leistungen die Versicherung im Schadenfall erbringt, sind im Dokument [19] „Versicherung Übersicht“ und im Bericht Dokumentation Recht und Betreibermodell beschrieben.

### 4.3 Weitere Energiequellen

Folgende Energiequellen wurden im Rahmen der Machbarkeitsstudie zusätzlich erkannt und diskutiert.

- Abwärme aus zukünftigem Stadttunnel
- Neuer Regenwasserkanal vom Gebiet Göbli bis Zugersee
- Abwasserleitungen
- Prozess Abwärme

Diese Quellen können einen Beitrag leisten. Der Anteil der einzelnen Quellen am Gesamtenergiebedarf beträgt zwischen 0 bis 15%. Die Nutzungsmöglichkeit ist leistungsmässig begrenzt. Die Wirtschaftlichkeit wurde nicht näher geprüft.

#### 4.3.1 Abwärme aus zukünftigem Stadttunnel

Diese Quelle ist auf zwei Arten nutzbar. Ein mögliches Potential ist das Tunnelwasser. Das andere Potential ist die gespeicherte Wärme in der Tunnelröhrenoberfläche

##### ***Tunnelwasser (Bauwerksentwässerung)***

Zur Zeit bestehen keine Kenntnisse mit welcher Wassermenge gerechnet werden kann. Die Geologie ist den Planern bekannt. Trotzdem können die Wasserläufe vorerst noch nicht definiert werden. Aus ähnlichen Projekten in der Schweiz, hat man Kennzahlen zur Verfügung.

Beim Zuger Stadttunnel ist mit Wassermengen zwischen 300-1'200 l/Min zu rechnen. Die Wassertemperatur wird ca. 12°C betragen. Dadurch könnte eine thermische Leistung von ca. 200-800 kW genutzt werden. Die Jahresenergie daraus beträgt 1'000 MWh bis 4'000 MWh.

Der Anteil aus Tunnelwasser im Vergleich zum Gesamtenergieentzug der Etappe 1 aus See- und Grundwasser beträgt ca. 6 bis 26%. Leistungsmässig kann zwischen 2 bis 9% gedeckt werden.

#### ***Abwärme aus der Tunnelröhrenoberfläche***

Absorbermatten werden auf den Spritzbeton der Tunnelaussenwand oder bei Ortsbeton mit der Tunnel-Innenschale vergossen. Das Tunnel-Innenklima schwankt zwischen ca. 2 °C bis 22 °C. Die Entzugsleistung wird durch das Raumklima, Luftvolumenstrom, und durch die Erdreichtemperatur bestimmt. Die Erfahrung aus ähnlichen Projekten zeigt, dass konstant zwischen 5 – 35 W/m entzogen werden kann. Von der Totallänge kann ca. 50% genutzt werden.

Dadurch könnte eine thermische Leistung von ca. 200 - 1'100 kW genutzt werden. Die Jahresenergie daraus beträgt ca. 1'200 MWh bis 6'400 MWh.

Der Anteil aus Tunnelröhrenoberfläche im Vergleich zum Gesamtenergieentzug der Etappe 1 aus See- und Grundwasser beträgt ca. 6 bis 40%. Leistungsmässig kann zwischen 2 bis 12% gedeckt werden.

### **4.3.2 Abwärme aus neuem Regenwasserkanal**

Der neue Kanal wird als Regenwasserentlastung für das Gebiet Göbli, Lauried, Guthirt erstellt. Ab der Göblistrasse, entlang der Industrierstrasse/Gotthardstrasse mit Einführung in den Zugersee im Bereich des Alpenquai. Der Kanal wird 5 bis 11 m unter Boden im Vorpressbau erstellt. Der Durchmesser beträgt rund 2 m. Da die Einführung in den Zugersee unter dem Seewasserspiegel erfolgt ist der Kanal bis ca. Feldstrasse dauernd mit Regenwasser gefüllt.

Für die Energienutzung kommt eine Direktnutzung mit Entnahme des Wassers oder Indirektnutzung über die Rohroberfläche als Absorber in Frage.

Die Wasser-Temperatur im Kanal wird je nach Jahreszeit eine Temperatur zwischen 8°C und 22 °C aufweisen. Im Durchschnitt wird der Kanal alle 3 Tage ausgestossen. Dabei können aber auch 3 wöchige Trockenperioden auftreten.

#### ***Direktnutzung***

Bei der Direktnutzung mit einer Wasserabkühlung im Winter (Wärmeerzeugung) um 4 K könnten über das Jahr ca. 1'300 MWh entnommen werden. Eine Steigerung der Energiemengen könnte erreicht werden, wenn in den Wintermonaten konstant Prozessabwärme im Bereich von 250 kW bis 1'000 kW eingespiessen würde. Dadurch würde sich die Energie-Entnahme auf 3'500 – 6'500 MWh erhöhen.

Bei der Direktnutzung im Sommer(Kälteerzeugung) mit einer Wassererwärmung um 6 K könnten ca. 1'600 MWh entnommen werden. Bei Beachtung der idealen Wassertemperatur für Bachforellen wird sich die Entnahme der Energiemenge auf 400 MWh begrenzen.

#### ***Indirekte Nutzung***

Die theoretische Absorberfläche beträgt rund 4'500 m<sup>2</sup>. Damit könnten mind. 900 kW entzogen werden. Die Regenwassererneuerung, resp. Zuführung von wärmerem Regenwasser, lässt diese Entzugsmenge aber nicht zu. Mit der indirekten Nutzung können ähnliche Energiemengen genutzt werden wie bei der direkten Nutzung.

Der Anteil aus Regenwasserkanal im Vergleich zum Gesamtenergieentzug der Etappe 1 aus See- und Grundwasser beträgt ca. 2%

### 4.3.3 Abwasserleitungen

Bei Abwasserleitungen mit einer mittleren Trockenwetterabflussmenge von ca. 15 l/sec und einem min. Durchmesser von 80 cm können nachträglich Energieabsorber eingebaut werden. Im Raum Zug sind dies ca. 2 km Leitungen (ausserhalb der ersten Etappe). Die Energienutzung daraus beträgt ca. 125 MWh pro Jahr. Quelle: Schlussbericht Econcept 21.01.2011.

Der Anteil aus Abwasserleitungen im Vergleich zum Gesamtenergieentzug der Etappe 1 aus See- und Grundwasser beträgt ca. 0.8%.

### 4.3.4 Prozess Abwärme

Zu den Prozess Abwärmern zählen Abwärme aus Rechenzentren, Industrie- und Gewerbebetrieben. In den Energiebetrachtungen der ersten Etappe wurden bekannte Abwärmern z.B. aus Projekt Fokus berücksichtigt. Weitere Serverabwärmern von Verwaltungsgebäuden wurde angenommen. Andere Prozessabwärmern sind nicht bekannt.

Die Nutzung von Prozessabwärme ist schwierig zu realisieren. Die langfristige und zeitliche Verfügbarkeit kann nicht garantiert werden. Im weiteren Ausbau des Energieverbundes könnten Prozessabwärmern abgenommen werden. Mögliche Quellen sind V-ZUG, Siemens, weitere Gewerbebetriebe und Rechenzentren (evtl. WWZ). Das Potential liegt bei geschätzten 5'000 – 12'000 MWh pro Jahr. Quelle: Schlussbericht Econcept 21.01.2011.

Der Anteil aus Prozessabwärme im Vergleich zum Gesamtenergieentzug der Etappe 1 aus See- und Grundwasser beträgt energetisch 25 bis 80%. Allerdings kann die Prozessabwärme mit der Etappe 1 nicht vollständig erschlossen werden. In Bezug auf den Gesamtausbau beträgt der Anteil an Prozessabwärme 7 bis 26%.

### 4.3.5 Zusammenfassung

In der Tabelle unten sind die verschiedenen Energiequellen in Bezug auf die erste Etappe zusammengefasst. Massgebend für eine allfällige Nutzung ist die Leistung und das Temperaturniveau. Umweltenergie ist mit Grund- und Seewasser bereits ausreichend vorhanden.

Quelle		Leistung [MW] (Anteil an Etappe 1)	Energie [MWh] (Anteil an Etappe 1)
Stadttunnel	Tunnelwasser	0.2 – 0.8 (2% - 9%)	1'000 – 4'000 (6% - 26%)
	Tunnelröhrenoberfläche	0.2 – 1.1 (2% - 12%)	1'200 – 13'000 (6% - 40%)
Regenwasserkanal	Direktnutzung	0.25 – 1.0 (2% - 11%)	3'500 – 6'500 <sup>2</sup> (23% - 43%)
	Indirektnutzung	0.25 – 1.0 (2% - 11%)	3'500 – 6'500 (23% - 43%) <sup>2</sup>
Abwasserleitungen	15 l/s und D min. 80 cm	0.1 (~1%)	125 (~1%)
Prozessabwärme		0.6 – 1.2 (6% - 13%)	5'000 – 12'000 (25% - 80%) <sup>3</sup>

**Tabelle 8: Übersicht Potential weiterer Wärmequellen.**

Zum Vergleich zeigt die Tabelle unten den Energie- und Leistungsbedarf der Etappe 1.

Bedarf Etappe 1 Stufe Anergie	Leistung MW	Energie MWh
Wärme 2050	8.9	15'080
Kälte 2050	11.8	9'451

**Tabelle 9: Energie und Leistungsbedarf auf Stufe Anergie für die Etappe 1.**

<sup>2</sup> Nur mit Einleitung von Prozessabwärme im Winter.

<sup>3</sup> Bezogen auf Etappe 1. Dieses Potential ist jedoch in der Etappe 1 nicht anschliessbar.

#### 4.4 Auslegung Grundwasserbrunnen

Die Erfahrung aus bestehenden Grundwasserbrunnen zeigt, dass die Entzugsleistung je nach Bodenbeschaffenheit im Bereich von 800 bis 1'300 l/min beträgt.

#### 4.5 Spitzenlastdeckung Heizen

Der Leistungsbedarf auf Stufe Anergie beträgt für die ersten Etappe 8'871 kW. Diese kann knapp bis zur Hälfte mit sechs Grundwasserfassungen mit einer Leistung à je 700 kW (6 x 700 kW = 4'200 kW) gedeckt werden. Die andere Hälfte muss mit weiteren Wärmequellen wie Seewasser, WKK oder Abwärme gedeckt werden. Auch im Endausbau kann rund die Hälfte der Leistung mit Grundwasser gedeckt werden, während die andere Hälfte mit weiteren Wärmequellen gedeckt werden muss. Die umgebende Erdreichtemperatur ist zwar leicht höher als die Temperatur in der Rohrleitung im Spitzenlastfall, die zugeführte Wärme ist aber sehr gering und kann vernachlässigt werden.

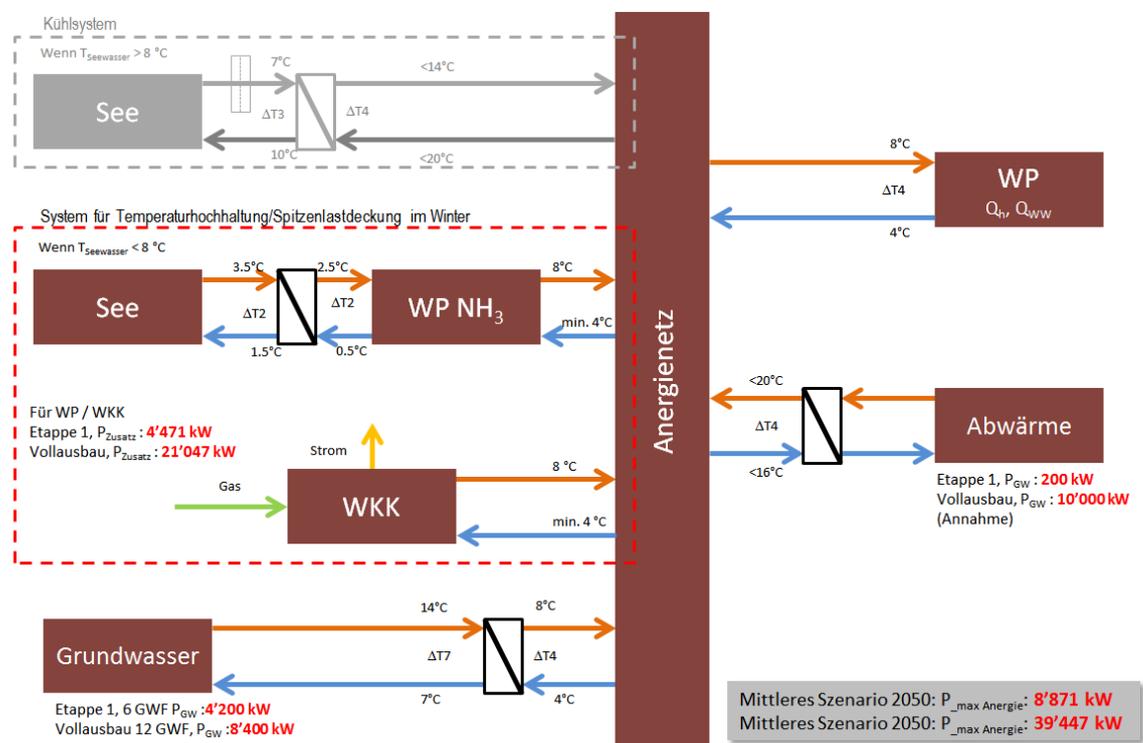


Abbildung 25: Leistungsdeckung Wärme mittleres Szenario 2050.

##### 4.5.1 Betriebszustand im Spitzenlastfall

Der Betriebszustand während dem Spitzenleistungsbedarf ist in den untenstehenden Abbildungen dargestellt. Rund die Hälfte der Maximalleistung kann mit den Grundwasserbrunnen gedeckt werden. Die andere Hälfte muss mit dem Seewasser, Abwärme oder Wärmekraftkoppelung gedeckt werden. Über die Verbraucherwärmepumpe (Wärmepumpen in den angeschlossenen Gebäuden) wird eine Temperaturdifferenz von 4 Kelvin gefahren. Analog zur Leistung wird auch hier die Temperaturdifferenz zur Hälfte mit dem Grundwasser erzeugt und zur anderen Hälfte mit Seewasser, Abwärme oder WKK.

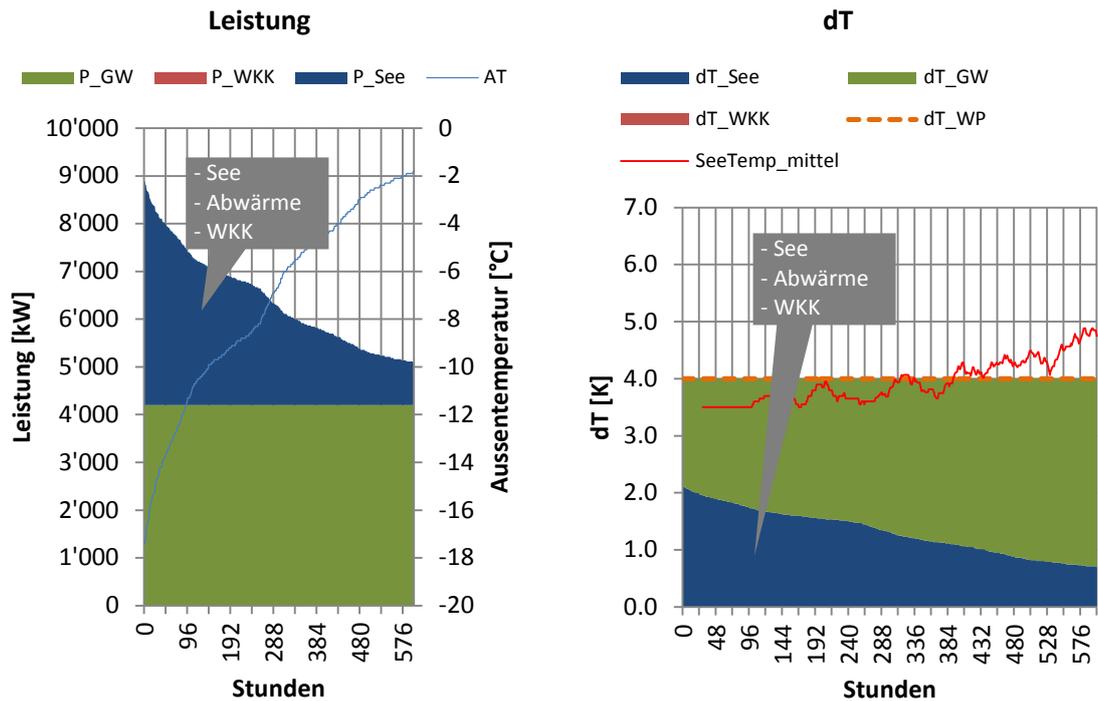


Abbildung 26: Betriebszustand des Anergienetzes im Spitzenlastfall.

#### 4.5.2 Temperaturhochhaltung im Anergienetz

Das tiefe Seewassertemperaturniveau im Winter von minimal 3,5 °C (Abbildung 11, Seite 18) ist mit Standardwärmepumpen nicht mehr nutzbar. Die minimale Verdampfer-Eintrittstemperatur für Standardwärmepumpen in einem Wasser/Wasserkreislauf beträgt 7 °C. Um dieses Temperaturniveau sicherzustellen, können verschiedene Elemente als Temperaturhochhaltung eingesetzt werden:

- Zentrale Wärmepumpe bei Seewasserefassung, Ammoniak-WP (NH<sub>3</sub>)
- Wärmekraftkopplungs-Komponenten, dezentral oder zentral eingesetzt
- Abwärme-Einspeisung
- weitere Wärmeerzeuger wie Holz, Pellet, LWP

Mit diesen Massnahmen können innerhalb der Gebäude Standard-Wärmepumpen eingesetzt werden, was sich wiederum vorteilhaft auf den Betrieb und die Kosten auswirkt.

Zu beachten ist, dass WKK-Komponenten dezentral auch mit Leistungen im Bereich von 50 kW bis 500 kW Wirkungsvoll eingesetzt werden können. Der Leistungsbereich von Gross-BHKW's liegt im Bereich von 4,3 MW elektrisch und 4,3 MW thermisch. Die zentralen Ammoniak-WP's werden direkt bei den Seewasser-Übergabestationen installiert.

## Zentrale Wärmepumpe bei Seewasserfassung

Die Variante mit einer zentralen Wärmepumpe erfordert erhöhte Ansprüche an die Systemkomponenten und wurde detaillierter geprüft.

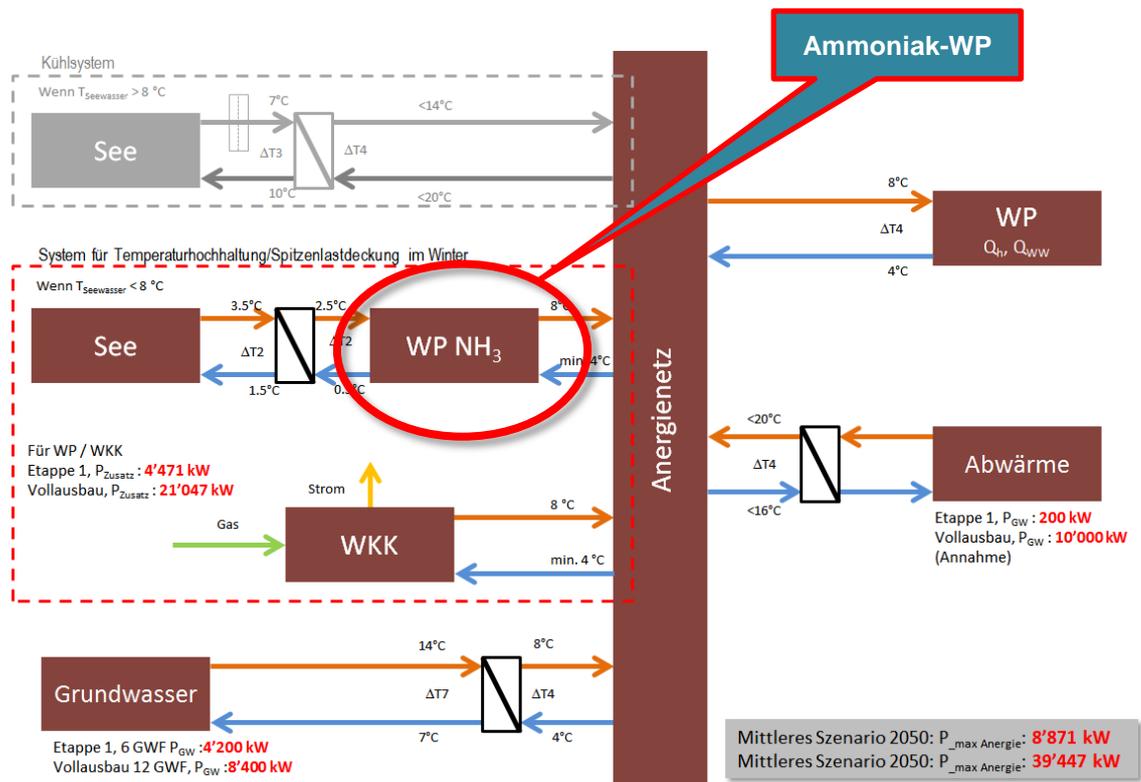


Abbildung 27: Zentrale Ammoniak-Wärmepumpe für Temperaturhochhaltung.

Für die Temperaturhochhaltung mittels Wärmepumpe eignet sich eine Ammoniak-Wärmepumpe. Diese erreicht speziell bei kleinen Temperaturhuben eine hohe Leistungszahl. Im Falle des Anergienetzes wird mit einem Temperaturhub von  $2.5^\circ\text{C}$  auf  $7^\circ\text{C}$  eine Leistungszahl von 14.5 erreicht. Mit dem Wärmetauscher wird eine Systemtrennung zwischen der Wärmepumpe und dem See erreicht welche Gewässerschutzrechtlich gefordert ist. Ein Bewilligungsverfahren für eine Ausnahmegewilligung entfällt somit. Die Grädigkeit des Wärmetauschers liegt bei 1 Kelvin. Diese Bedingung ist sehr anspruchsvoll und hat einen Wärmetauscher mit grossen Abmessungen zur Folge:

Plattenwärmetauscher mit 2.5 MW:  $4.2 \times 1.0 \times 2.3 \text{ m}$

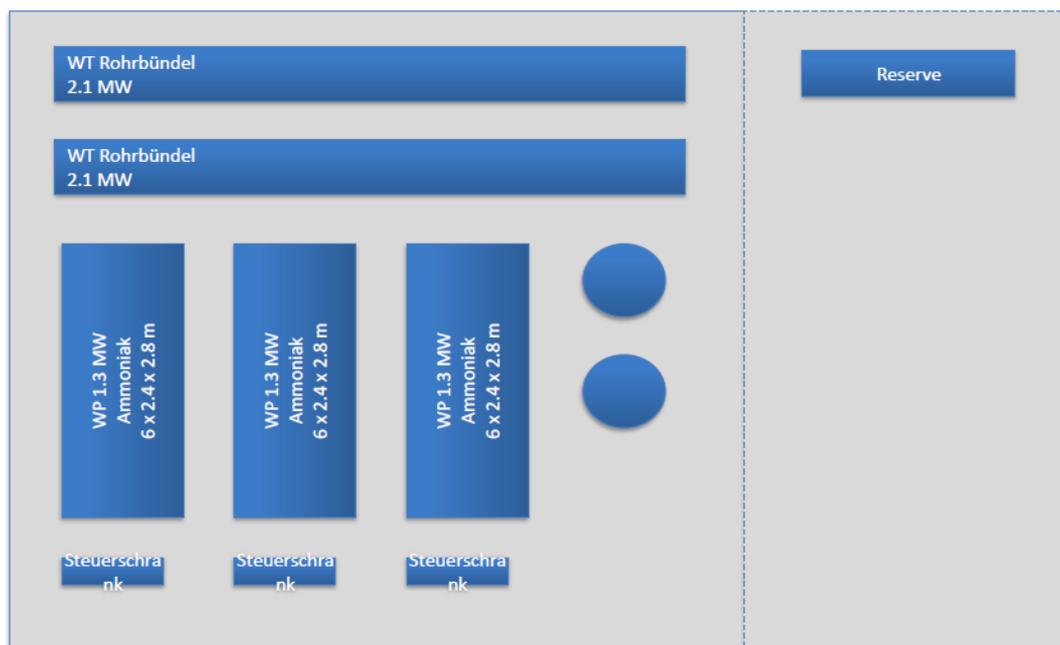
Rohrbündelwärmetauscher mit 2.5 MW:  $12.5 \times 1.1 \times 1.8 \text{ m}$

## Rohrbündelwärmetauscher

In untenstehender Abbildung ist ein Zentralenlayout mit Rohrbündelwärmetauscher dargestellt. Der benötigte Platzbedarf für eine Anlage mit 4 MW liegt bei  $14 \times 14.5 \text{ m}$ . Die Investitionen für die Hauptkomponenten liegen bei 2.6 Mio. Franken. Um eine konstante Leistung der Wärmetauscher garantieren zu können müssen diese gereinigt werden. Rohrbündelwärmetauscher können mit einem Kugelreinigungssystem permanent gereinigt werden (z.B.: <http://www.taprogge.de>). Die Kugeln werden beim Wärmetauscher-Eintritt eingelassen und am Austritt wieder rausgefiltert. Die Wartungsintervalle für eine Mechanische Reinigung können somit vergrössert und in einen Zeitraum gelegt werden in welchem nicht die volle Wärmetauscherleistung gefragt ist.

**WP mit Rohrbündel WT**

Platzbedarf 14 x 14.5 m



Leistung 4 MW

Kosten	Beschreibung	Stk.	Stk.Preis	Tot
	WP	3	650'000	1'950'000 Fr.
	Filter	2	126'000	252'000 Fr.
	WT-Rohrbündel	2	216'000	432'000 Fr.
				2'634'000 Fr.

**Abbildung 28: Zentralenlayout mit Rohrbündel-Wärmetauscher.****Plattenwärmetauscher**

In untenstehender Abbildung ist ein Zentralenlayout mit Plattenwärmetauscher gezeigt. Der benötigte Platzbedarf für eine Anlage mit 4 MW liegt bei 14 x 11 m. Die Investitionen für die Hauptkomponenten liegen bei 2.3 Mio. Franken. Damit die Plattentauscher nicht innert kürzester Zeit verschmutzen muss das Seewasser mit Filtern gereinigt werden. Mit automatik-Rückspülfiltern (z.B: <http://www.bollfilter.de/>) wird das Seewasser gereinigt. Die Filter werden ohne Betriebsunterbrechung alternierend gespült. Die mechanische Reinigung der Plattentauscher kann in einen Zeitraum gelegt werden in welchem nicht die volle Wärmetauscherleistung gefragt ist. Die Wartungsintervalle bei Plattentauscher sind höher als bei Rohrbündelwärmetauscher und die Verstopfungsgefahr ist ebenfalls grösser wegen dem Plattenabstand von ca. 5 mm.

**WP mit PLT**

Platzbedarf 14 x 11 m



Leistung 4 MW

Kosten	Beschreibung	Stk.	Stk.Preis	Tot
	WP	3	650'000	1'950'000 Fr.
	Filter	2	126'000	252'000 Fr.
	WT-PLT	2	72'000	144'000 Fr.
				2'346'000 Fr.

**Abbildung 29: Zentralenlayout mit Plattentaucher.**

Für das Anergienetz ist das System mit dem Rohrbündelwärmetauscher vorteilhafter, weil das System mit den Reinigungskugeln eine mechanische Reinigung auf den Tauscheroberflächen bewirkt. Eine Schmutz-Filmbildung kann somit aktiv verhindert werden. Bei den Plattenwärmetauschern kann lediglich das Seewasser mechanisch gereinigt werden. Eine Schmutz-Filmbildung auf den Tauscheroberflächen kann damit nicht verhindert werden.

Ein Schmutzfilm auf den Tauscheroberflächen kann die Wärmetauscherleistung massiv reduzieren. Bei der aktuellen Auslegung der Wärmetauscher mit einer Grädigkeit von 1 Kelvin bedeutet eine Verschmutzung, welche eine Grädigkeit-Verminderung von wenigen zehntel Grad verursacht bereits grosse Leistungseinbussen.

Mit dem Rohrbündelwärmetauscher wird diese Gefahr reduziert, allerdings wird für den Wärmetauscher rund 3x mehr Platz benötigt.

## 5. Wirtschaftlichkeit

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden die Kosten der einzelnen Komponenten und die Betriebskosten ermittelt. Die Komponenten in grösseren Einheiten gruppiert und nach Leistung oder Dimension klassiert. Folgende Gruppierungen wurden gemacht:

Gruppe	Kürzel	Beschreibung
Gebäudeanschluss	GeAns	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leitung vom Kontrollschacht bis zum Haus inkl. Graben</li> <li>- Hausdurchbrüche (Kernbohrungen 2 Stück)</li> <li>- Verschiessen und Abdichten der Durchführungen</li> <li>- Kontrollschacht inkl. Aushub und Bau</li> <li>- T-Stück für Abzweigung von Anergienetz</li> <li>- Absperrschieber (manuell)</li> </ul>
Gebäudetechnik Wärme	GTW	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gebäudetechnik für die Wärmebereitstellung</li> <li>- Wärmepumpe</li> <li>- Warmwasserspeicher, Technischer Speicher</li> <li>- Speicherladepumpen</li> <li>- Verrohrung Wärmeerzeuger – Speicher</li> <li>- Wärmezähler</li> <li>- Steuerung</li> <li>- bis Anschluss an Wärmeverteilergruppen</li> </ul>
Gebäudetechnik Kälte	GTK	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gebäudetechnik für Kältebereitstellung</li> <li>- Wärmetauscher</li> <li>- Wärmezähler</li> <li>- bis Anschluss an Kälteverteilergruppen</li> </ul>
Smart Grid Komponenten	SM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Komponenten welche explizit für die kombinierte Erzeugung von Kraft und Wärme eingesetzt werden.</li> <li>- Die Steuerung „Smart Grid“ wird hier nicht separat aufgelistet, da es sich um die korrekte Einbindung und Abstimmung beim Betrieb der einzelnen Komponenten handelt. Es geht dabei vorwiegend um Vernetzung- und Regelungsfragen, welche auch ohne Smart-Grid bereits umgesetzt werden müssen. Diese Kosten können zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht separat ausgewiesen werden.</li> </ul>
Seewasserfassungen	SeeW	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seewasserfassung im See mit Vorfilter</li> <li>- Seewasserleitung bis zum Wärmetauscher ca. 300 m Verlegung im See und Verlegung an Land</li> <li>- Plattenwärmetauscher</li> <li>- Pumpen inkl. Verkabelung</li> <li>- Armaturen</li> <li>- Rückgabeleitung mit Mischer</li> <li>- Detaillierte Kostenzusammenstellung im Technischen Bericht Technik Wärme-Kälte Tiefbau</li> </ul>
Temperaturhochhaltung	TmpHH	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ammoniak-Wärmepumpe</li> <li>- Rohrbündelwärmetauscher</li> <li>- Reinigungssystem</li> <li>- Baukosten für Raum</li> </ul>
Grundwasserfassungen	GW	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grundwasserbohrung 150 m Fassung und Rückgabebohrung</li> <li>- Leitung bis Fassung und Rückgabe</li> <li>- Bau für Plattentauscher und Elektrounterstation</li> <li>- Armaturen und Pumpen</li> <li>- Kontrollschacht und Abgang von Hauptleitung</li> <li>- Verbindungsleitung von Hauptleitung bis Grundwasserstation</li> </ul>
Leitungen	Leitung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leitungen pro Trasseemeter</li> <li>Grabenbau: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aushub, Verkehrsumleitung</li> <li>- Rohrleitung</li> </ul> </li> <li>Grabenlos <ul style="list-style-type: none"> <li>- Vorstossschächte</li> <li>- Leitung</li> </ul> </li> <li>Detaillierte Angaben gemäss Bericht Technik Wärme-Kälte Tiefbau</li> </ul>
Pumpstationen	Pumps	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pumpe</li> <li>- Armaturen</li> <li>- Leitungsführung</li> </ul>
Verteilstationen	Vert	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Armaturen</li> <li>- Leitungsführung / Abzweiger</li> </ul>

**Tabelle 10: Gruppierung der Komponenten für die Kostenzusammenstellung.**

Eine ausführliche Beschreibung zu diesem Excel-Tool ist im Dokument [11] beschrieben und auch im Excel-Tool selber dokumentiert [12].

## 5.1 Schnittstelle Betreiber – Nutzer

Es gibt zwei Möglichkeiten für die Nutzerschnittstelle:

### Variante 1:

Der Betreiber bietet dem Kunden Wärme und Kälte an. Die Gebäudetechnik wird bis an die Verteilung vom Betreiber gestellt. Der Netzbetreiber ist für die Wärme- und Kälteerzeugung verantwortlich.

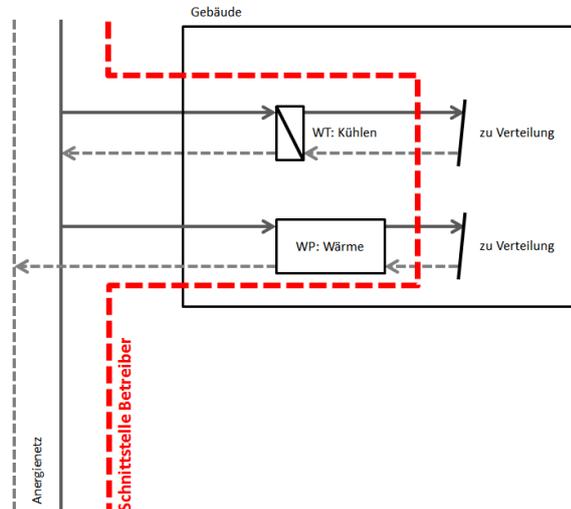


Abbildung 30: Schnittstelle Betreiber – Nutzer bei Nutzenergie.

### Variante 2:

Der Betreiber liefert die kalte Wärme bis an den Wärmeerzeuger des Kunden. Die Gebäudetechnik wird vom Kunden gestellt und vom Kunden betrieben.

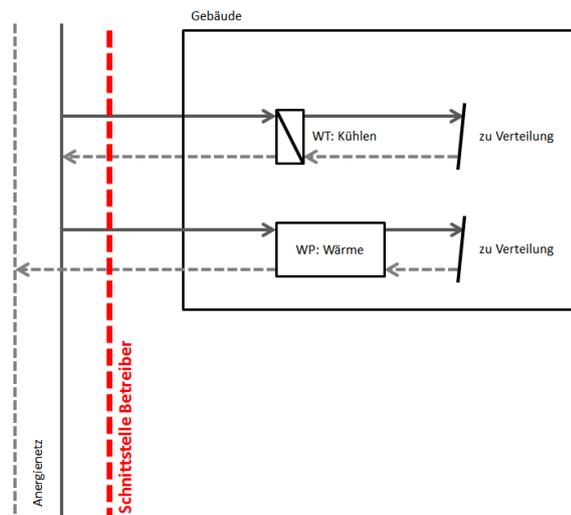


Abbildung 31: Schnittstelle Betreiber – Nutzer bei Endenergie.

In den folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird die erste Variante vorausgesetzt. Die Gebäudetechnik wird vom Betreiber gestellt, der Kunde bezieht Wärme und Kälte.

## 5.2 Investitionen Infrastruktur

Sämtliche Kostenschätzungen sind inkl. MwSt. gerechnet. Die Kosten basieren bei grösseren Positionen aufgrund von Lieferanten-Angebote und bei Montage-Arbeiten auf Erfahrungswerten. Die Leitungskosten für die Erschliessungsleitungen und Seewasserleitungen wurden durch das Ingenieur-Büro Staubli-Kurath ermittelt und in dessen Bericht beschrieben. Die Kosten summieren sich bzgl. der ersten Etappe von anfänglich rund 45 Mio Franken auf rund 53 Mio Franken bis ins Jahr 2050.

Die untenstehende Abbildung 32 zeigt die Investition der ersten Etappe und deren Anteile. Die Seewasserfassung macht mit 29% den grössten Anteil aus. Sie ist bereits für den Endausbau dimensioniert und somit eine Vorinvestition. Der Leitungsbau beträgt rund 19% und führt von den Seewasserfassungen an die Gebäudegrenzen. Es werden 24 Gebäude angeschlossen (Abbildung 20, Seite 24).

Die Gebäudetechnik für Wärme beträgt rund 24%. Dieser Teil kann variieren je nach dem wie der Kunde an das Anergienetz angeschlossen sein will. Wenn die Gebäudetechnik vom Kunden selber gestellt wird, reduzieren sich diese Kosten oder fallen weg, wenn das Angebot auf Seite Betreiber nur bis an die Hausgrenze gehen würde.

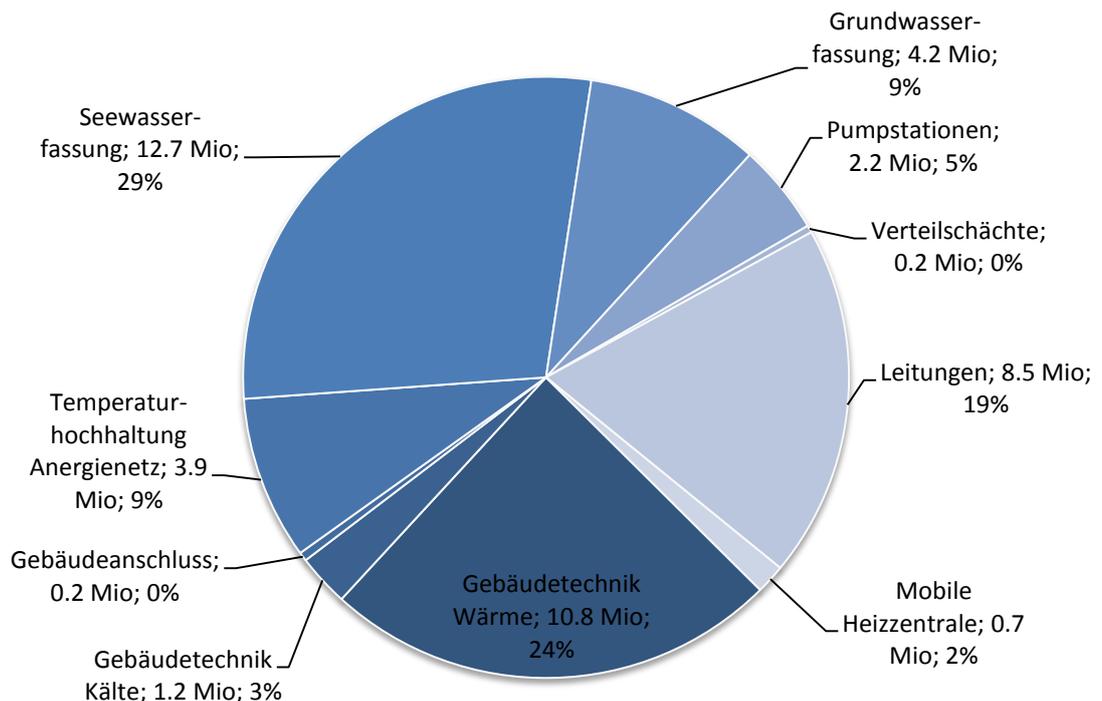


Abbildung 32: Anteil der Investitionskosten auf die Erste Etappe bezogen.

### 5.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten sind jährlich anfallende Kosten für den Betrieb des Netzes. Es werden folgende Kosten berücksichtigt:

Betriebskostenpunkt	Beschreibung
Wärmepumpenstrom	Dieser dieser wird mit einer JAZ von 3.5 berechnet. Dies ist eine mittlere Jahresarbeitszahl bis ins Jahr 2050. Es ist zu erwarten, dass die JAZ in den ersten Betriebsjahren leicht tiefer sein wird, da Gebäude angeschlossen werden, welche noch nicht saniert sind und somit höhere Vorlauftemperaturen aufweisen. In den weiteren Betriebsjahren bis 2050 wird die JAZ besser werden, da sanierte oder neue Gebäude angeschlossen werden und somit tiefere Vorlauftemperaturen aufweisen. Der Strompreis wird mit einem mittleren Strompreis von 14.1 Rp./kWh eingesetzt. Dieser basiert auf dem aktuellen Stromangebot der WWZ (Stand 19.03.2014) „Wasserstrom unterbrechenbar“ mit 60% Hochtarif und 40% Niedertarif.

<i>Pumpenstrom</i>	Dieser wird für die Umwälzung des Wassers im Anergienetz und im Gebäude bis an die Gebäudeverteilung benötigt. Die Auslegung des Anergienetzes wird für einen Strombedarf bis 1% der Nutzenergie ausgelegt. Erfahrung aus anderen Netzen zeigen, dass der Umwälzpumpenstrom 8 bis 12% betragen kann. Es wird davon ausgegangen, dass der Umwälzpumpenstrombedarf aus diesen Erkenntnissen im Bereich von 4% der Nutzenergie gehalten werden kann.
<i>Unterhaltskosten</i>	Die Unterhaltskosten werden in Prozent der Erstellungskosten angegeben. Dieser Wert liegt je nach Anlagengrösse und Komplexität im Bereich von 0.5 bis 4%. Er wurde mit 1.7% festgelegt. Er basiert auf Erfahrungswerten von bestehenden Wärmeverbänden (Quelle: Swisscontracting).
<i>Verwaltungskosten</i>	Die Verwaltungskosten werden in Prozent der jährlichen Anlagenkosten angegeben. Die Zahl basiert ebenfalls auf Erfahrungswerten von Swisscontracting und ist mit 4% eingesetzt.
<i>Mobile Wärme- Kälteerzeugung</i>	Es sind Kosten für eine Mobile Heizzentrale berücksichtigt, welche für die Überbrückung von Ausfällen benötigt werden oder für eine temporäre Versorgung, wenn der Bau des Anergienetzes noch nicht soweit fortgeschritten ist, dass ein entsprechendes Gebäude angeschlossen werden kann.
<i>Versicherungskosten</i>	Die Versicherungskosten werden in Prozent der Erstellungskosten angegeben. Der Wert ist mit 0.4% eingesetzt und basiert auf Erfahrungswerten von Swisscontracting.

## 5.4 Kosten Smart Grid

Smart Grid ist prinzipiell ein Konzept der Vernetzung von Wärme-, Kälte- und Elektrizitäts- Erzeugern mit welchen durch Vernetzung das System ökologisch und wirtschaftlich effizienter betrieben werden kann. So sind bereits einfache Regel- und Steueralgorithmen Smart-Grid-Elemente wie auch aufwendige Wärme-Kraft-Kopplungssysteme das Konzept von Smart-Grid ermöglichen.

## 5.5 Jährliche Kosten

Die jährlichen Kosten setzen sich zusammen aus den Kapitalkosten und den Betriebskosten. Für die Berechnung der Kapitalkosten wurde die Annuitätenmethode verwendet. Folgende Amortisationszeiten und Zinssätze wurden eingesetzt:

<i>Amortisationszeit</i>	Die Amortisationszeiten wurden in Anlehnung an die SIA 480 gewählt. Beispiel: Die Gebäudetechnik setzt sich zusammen aus verschiedenen Komponenten wie: Leitungen, Wärmetauscher, Speicher, Armaturen, Wärmepumpe, Expansion, Pumpen, Messungen, Elektro, Bau, Montage und Planung. Die verschiedenen Komponenten weisen nach SIA 480 unterschiedliche Lebensdauern auf. Diese wurden entsprechend dem Kostenanteil gewichtet und für die „Gebäudetechnik Wärme“ auf eine Zahl von 23 Jahren reduziert. Die weiteren Zahlen wurden wie folgt festgelegt:
--------------------------	--

Investitionen inkl. MWSt.				
Beschreibung	Registerblatt	Amortisations Zinssatz in Anlehnung an SIA480		
Gebäudetechnik Wärme	GTW	1	23	2.0%
Gebäudetechnik Kälte	GTK	1	30	2.0%
Gebäudeanschluss	GeAns	1	50	2.0%
Temperaturhochhaltung	Anergienetz	1	30	2.0%
Smart Grid Komponenten	SM		15	2.0%
Seewasserfassung	Anz. Angeschlossene Zonen			
	SeeW	1	50	2.0%
Grundwasserfassung	Anz GW-Fassungen			
	GW	1	40	2.0%
Pumpstationen	Pumps	1	40	2.0%
Verteilschächte	Vert	1	50	2.0%
Leitungen	Leitung	1	50	2.0%
Mobile Heizzentrale		1	25	2.0%

### Zinssatz

Der Zinssatz wurde mit 2% eingesetzt (für Fremd- und Eigenkapital). Analysen zeigten, dass mit einem höheren Zinssatz (z.B. 4.5% wie in der Privatwirtschaft üblich) die Energiepreise nicht mehr konkurrenzfähig zur konventionellen Wärme- und Kälteerzeugung angeboten werden konnten.

Damit mit einem Zinssatz von 2% gerechnet werden kann, muss das entsprechende Betreibermodell gewählt werden, welches diesen Zinssatz ermöglicht.

Die geeigneten Betreibermodelle sind im Bericht [3] „Recht und Betreibermodell“ beschrieben.

Die untenstehende Abbildung 33 zeigt die jährlichen Kosten, eingeteilt in Variable Kosten und Fixkosten (Kapitalkosten). Die Kapitalkosten machen rund die Hälfte der jährlichen Kosten aus. Die zwei weiteren grossen Positionen sind die Strom- und Unterhaltskosten.

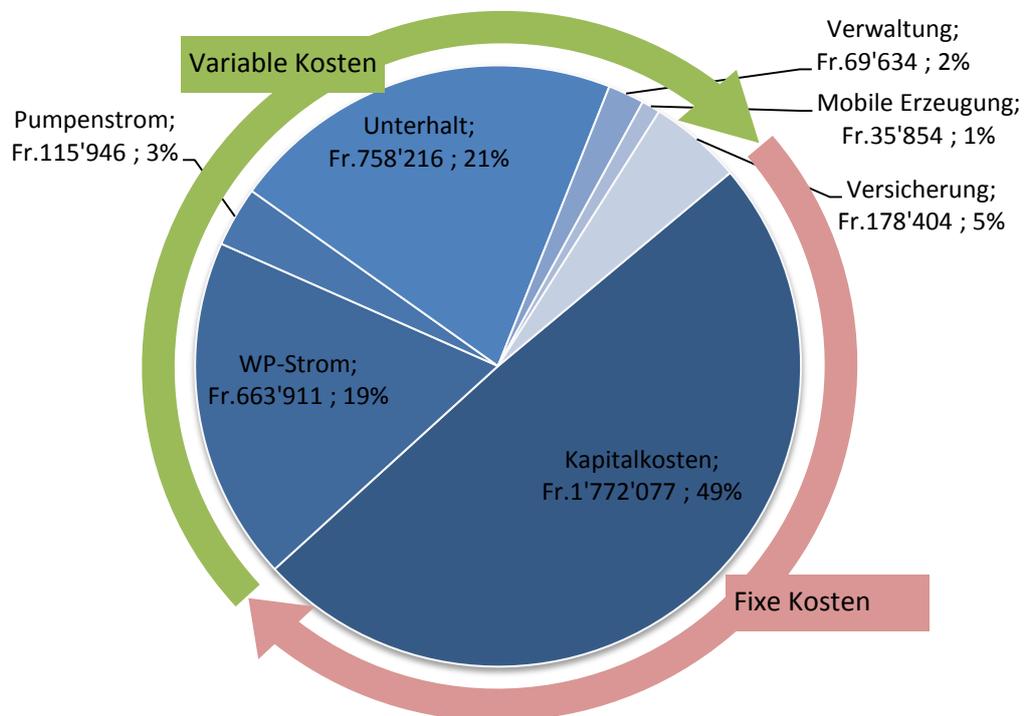


Abbildung 33: Jährliche Kosten, eingeteilt in Variable- und Fixe Kosten.

### 5.6 Gesteigungspreis Wärme Kälte

Die untenstehende Abbildung 34 zeigt die Entwicklung des Energiepreises für Wärme und Kälteerzeugung im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung. Der Vergleichspreis setzt sich zusammen aus konventioneller Wärme- und Kälteerzeugung mit Gas und Kältemaschinen. Anteilsmässig gemäss dem mittleren Szenario. Die Berechnung ist in Tabelle 11, Seite 40 gezeigt.

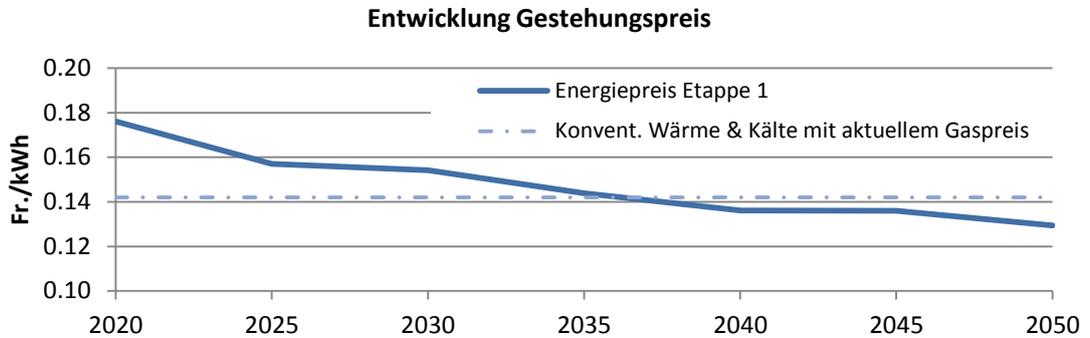


Abbildung 34: Energiepreisentwicklung.

Gestehungskosten konventionell  
(Kapitalkosten, Wartung/Unterhalt und Energie)

Wärme mit Gas		11.0 Rp./kWh
Kälte mit KM	19 - 23	21.0 Rp./kWh
Anteil	Wärme	68%
	Kälte	32%
	Total	100%
<b>Mischpreis</b>		<b>14.2 Rp./kWh</b>

Tabelle 11: Berechnung Vergleichspreis konventionell.

### 5.7 Sensitivitätsanalyse Kosten

Um die Auswirkungen auf die Energiegestehungskosten der unterschiedlichen Faktoren zu untersuchen, wurde eine Sensitivitätsanalyse erstellt (Abbildung 35). Diese zeigt deutlich, dass der Zinssatz, abweichende Annahmen zum spezifischen Energiebedarf pro Gebäude und die Unterhaltskosten den grössten Einfluss auf die Gestehungskosten haben.

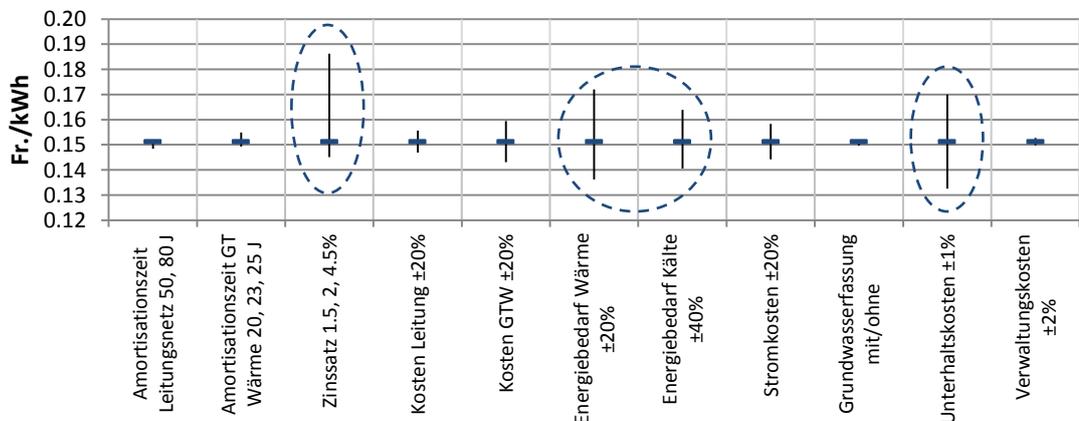


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Kosten.

## 5.8 Kostenoptimierungsmöglichkeiten

Die beschriebene Energiekostenermittlung (Abbildung 34, Seite 40) basiert auf den ermittelten Energiebedarfsszenarien und Kostenermittlungen. In diversen Punkten besteht noch Optimierungspotential. Die wesentlichen Optimierungspunkte sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt und beschrieben.

Optimierungspunkt	Beschreibung
<i>Kapitalkosten</i> vgl. Abbildung 33, Seite 39	Die Analysen zeigten, dass mit einem Zinssatz von 4.5% das Anergienetz nicht mehr konkurrenzfähig zur konventionellen Wärme- und Kälteerzeugung erstellt und betrieben werden kann. In der aktuellen Berechnung sind 2% eingesetzt. Auch mit 2% machen die Kapitalkosten noch rund 50% der jährlichen Kosten aus. Organisationen mit öffentlichem Charakter oder mit öffentlicher Defizitgarantie können Zinssätze bis zu 1.5% erhalten. In einem ersten Optimierungsschritt wird mit 1.8% gerechnet. (Aktuelle Zinssätze März 2014).
<i>Strompreis</i> vgl. Abbildung 33, Seite 39	Der Strompreis ist mit einem mittleren Strompreis von 14.2 Rp./kWh eingesetzt mit 60% HT und 40% NT. Durch geschickte Wärmeerzeugung zwischen Tag und Nacht sowie Optimierung der Auswahl des Stromprodukts besteht das Potenzial den Strompreis weiter zu reduzieren. Auch die Optimierungsmöglichkeit über das Smart-Grid bietet die Möglichkeit den Strompreis weiter zu reduzieren. Im Bericht [6] „Smart Grid Potentialanalyse“ wird beschrieben, dass das Kosteneinsparpotential bei 33% bis 45% liegt. Für die Optimierung wird angenommen, dass mit allgemeinen Optimierungsmassnahmen der Strompreis noch um 2% gesenkt werden kann.
<i>vgl. Abbildung 33, Seite 39</i>	Die Unterhaltskosten sind mit 1.7% der Erstellungskosten eingesetzt. Das Energieverbund-System hat mit den Seewasserfassungen und dem Rohrleitungssystem teure Komponenten, welche aber technologische einfach und eher Wartungsarm sind. Für die Optimierung wird die Annahme gemacht, dass diese auf 1.6% reduziert werden können. Dies entspricht rund 5 bis 6 Vollzeitstellen welche 24 Gebäude und das Energieverbund-System betreuen.
<i>Investitionen Gebäudetechnik Wärme</i> vgl. Abbildung 32, Seite 37	Die Kosten für die Gebäudetechnik Wärme sind noch mit Bruttopreisen eingesetzt welche nicht optimiert wurden. Es ist davon aus zu gehen, dass diese Kosten durch Sammelbestellungen und Verwendung von ähnlichen oder gleich Produkten noch zu optimieren sind. Es ist von einer Optimierung bis zu 20% auszugehen.
<i>Energiebedarf</i> vgl. Abbildung 6, Seite 14	Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf dem ermittelten mittleren Energiebedarfsszenario, welches von einer Anschlussrate von 34% (Jahr 2020) bis 50% (Jahr 2050) ausgeht <sup>4</sup> . Vergleiche mit einzelnen grösseren Objekten zeigen, dass die flächenabhängigen Werte (Energiebedarf aufgrund der EBF) eher am unteren Bereich liegen. Durch geschickte Gebäudeauswahl können speziell diese Gebäude angeschlossen werden, welche einen hohen spezifischen Energiebedarf aufweisen. In der Optimierung wird davon ausgegangen, dass 15% mehr Energie verkauft werden kann.
<i>Weitere Optimierungsmassnahmen welche in der folgenden Optimierungsberechnung nicht eingerechnet wurden.</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ein weiterer Optimierungspunkt liegt im Temperaturhochhalte-System. Dieses ist mit den Ammoniakwärmepumpen ein eher aufwendiges, dafür CO<sub>2</sub>-Armes System. Es wirkt sich ebenfalls positiv aus wenn Gebäude mit grossem Kältebedarf oder Abwärme (auch im Winter) angeschlossen werden. Dies reduziert die benötigte Leistung für das Temperaturhochhaltesystem.</li> <li>2. Die Leitungsdimensionen der Seewasserfassungen können ebenfalls noch optimiert werden. Wenn der Leistungsbedarf auch für den Endausbau bis zur Hälfte mit Grundwasser oder anderen Elementen gedeckt werden kann, lässt sich der Durchmesser reduzieren.</li> <li>3. Die Mischer wurden in den Kosten der Seewasser-Rückgabelleitungen bereits eingerechnet. Diese müssen erst ab einem mittleren Etappen-Ausbau installiert werden.</li> </ol>

**Tabelle 12: Punkte mit Kosteneinsparpotential.**

<sup>4</sup> Diese Prozentzahlen beziehen sich auf das gesamte Potenzial inkl. Ankerobjekte. Im Excel-Tool [13] wird die Anschlussrate exkl. Ankerobjekte angegeben.

Diese Optimierungsmassnahmen ergeben den unten dargestellten Energiegestehungspreis im Vergleich zur vorgängig berechneten Basisvariante. Dieses Optimierungspotential hat signifikanten Einfluss auf den Energiegestehungspreis.

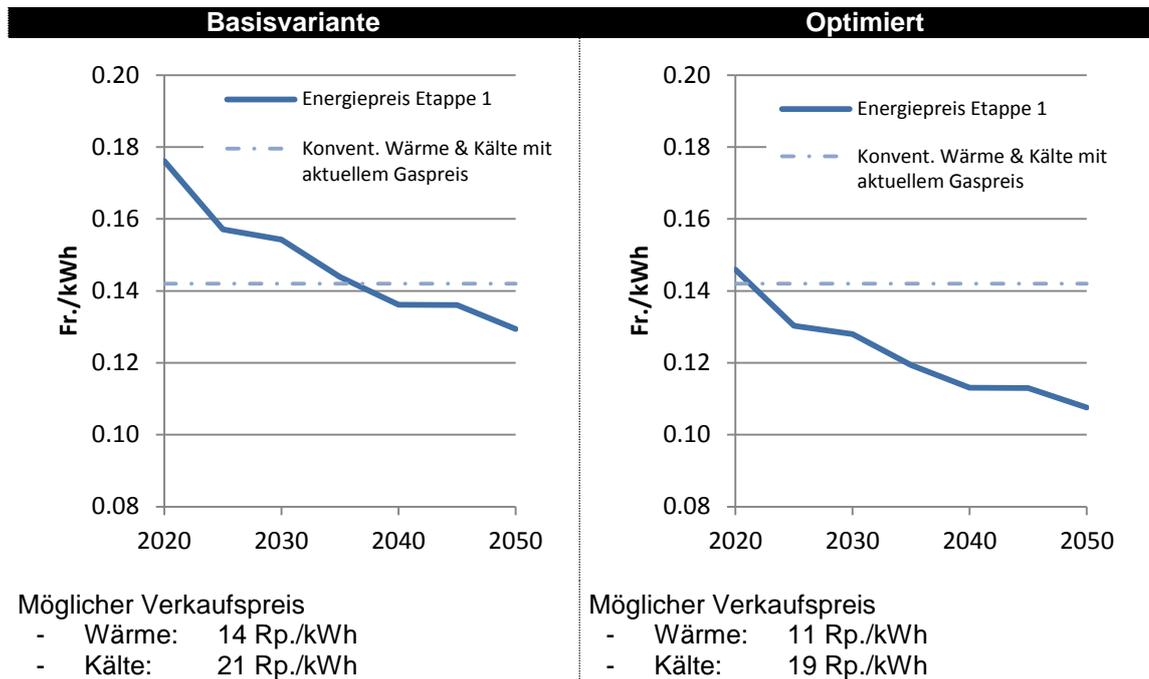


Abbildung 36: Vergleich Energiegestehungspreis Basis vs. Optimiert.

## 5.9 Energiegesetz

Die CO<sub>2</sub>-Abgaben wurden Anfang 2014 von 36 Fr. pro Tonne CO<sub>2</sub> auf 60 Fr. pro Tonne CO<sub>2</sub> erhöht (+66%). Dies entspricht rund 1.6 Rp. pro Kilowattstunde. Es ist zu erwarten, dass die Lenkungsabgaben auf fossile Energieträger zukünftig weiter steigen werden.

## 5.10 Einfluss von Energiepreissteigerungen

Aussagen bezüglich dem Einfluss von Energiepreissteigerungen zu machen sind sehr spekulativ. Aus heutiger Sicht wird jedoch erwartet, dass der Gaspreis in den nächsten Jahren um 1 bis 2% steigen wird. Es ist ebenfalls davon auszugehen, dass die CO<sub>2</sub>-Abgaben auf Gas zukünftig steigen werden.

*Das Bundesamt für Raumentwicklung ARE rechnet mit noch höheren Preissteigerungen für fossile Energieträger (Quelle: Regionalökonomische Potenziale und Erfolgsfaktoren für den Aufbau und Betrieb von Energieregionen, Seite 97). Unter diese Rahmenbedingungen ist die Konkurrenzfähigkeit des Energieverbundes leicht gegeben. Für die ersten Berechnungen werden jedoch noch mit pessimistischeren Werten gerechnet.*

Auch beim Strompreis ist eine Preissteigerung zu erwarten. Dieser wird ebenfalls mit 1% angenommen.

Wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung unter Berücksichtigung der Energiepreissteigerung durchgeführt wobei für Gas und Strom eine Steigerung von jährlich 1% eingesetzt wird, ergibt sich der in Abbildung 37 gezeigte Preisvergleich. Basis dieses Preisvergleiches ist die Variante ohne Optimierungen.

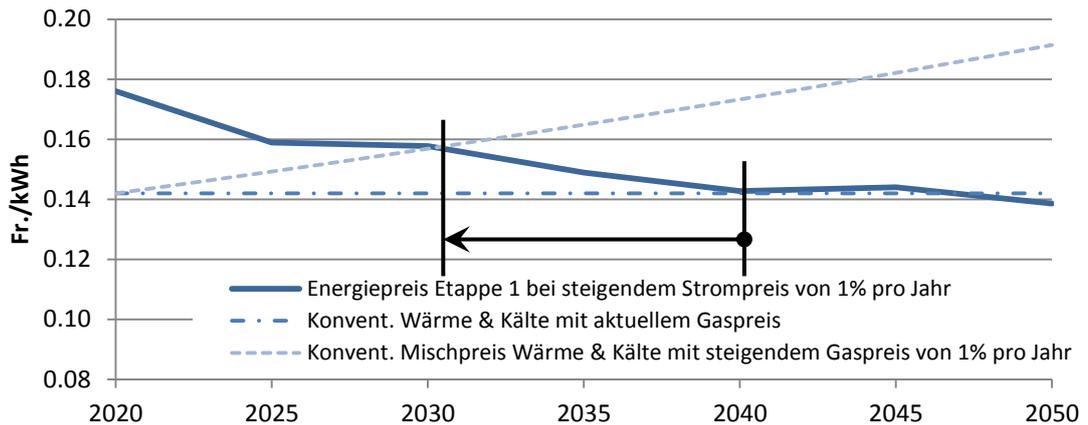


Abbildung 37: Vergleich Energiegestehungspreis Energieverbund und konventionell.

Die Energiegestehungskosten des Energieverbundes steigen weniger stark an als mit konventioneller Erzeugung. Dies ist im wesentlichen damit zu begründen, dass die Kostenzusammensetzung des Energiepreises zum grössten Teil aus den Kapital- und Betriebskosten bestehen und nur zu einem kleinen Teil aus den Energiekosten (Abbildung 38).

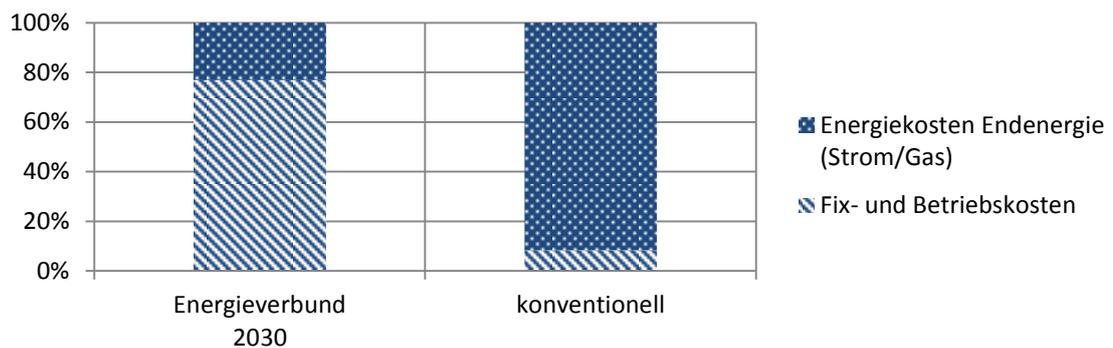
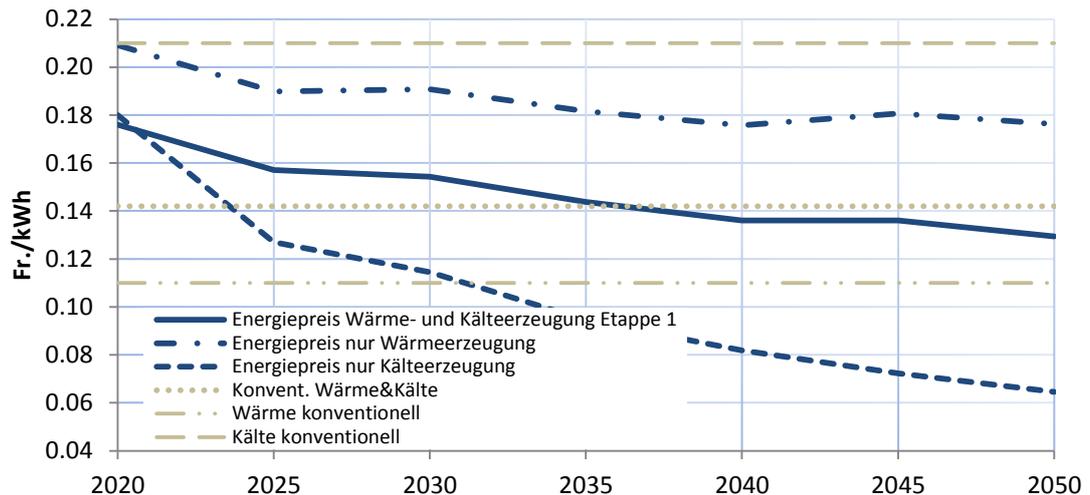


Abbildung 38: Zusammensetzung Gesteungskosten beim Energieverbund im Vergleich zur konventionellen Erzeugung.

Der Energieverbund bezieht seine Energie zu rund 2/3 aus der Umwelt und nur zu 1/3 aus eingekaufter Energie (Strom). Bei der konventionellen Wärmeerzeugung ist dies genau umgekehrt. Die Kapitalkosten für den Gaskessel und dessen Betrieb machen nur knapp 10% des Wärme-gestehungspreises aus. Bei der Kältenutzung sind die Anteile an Energie- und Kapitalkosten zwar ähnlich verteilt – bei Energieverbund oder konventionelle Erzeugung – der Einfluss auf den Energiegestehungspreis ist aber massiv kleiner, weil der Kältebedarf nur ¼ bis halb so gross ist wie der Wärmebedarf (Abbildung 6, Seite 14).

### 5.11 Einfluss Energiemix Wärme und Kälte

Die vorgängig beschriebenen Gesteungskosten beziehen sich immer auf Wärme UND Kälteerzeugung. Die Gebäudetechnikkosten für die Wärmeerzeugung sind im Verhältnis zur Kälteerzeugung hoch, weil sie mit den Speichern und Wärmepumpen wesentlich aufwendiger sind als die Plattentaucher und Pumpen für die Kälteerzeugung.



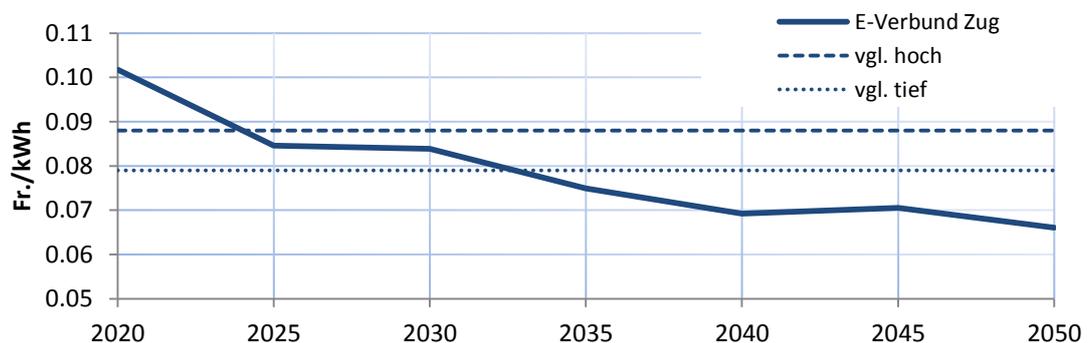
**Abbildung 39: Vergleich Gestehungskosten nur für Wärme oder Kälteerzeugung und in Kombination.**

Die Nutzung des Anergienetzes für Wärme UND Kälte ist somit wichtig für die Wirtschaftlichkeit resp. für die Konkurrenzfähigkeit gegenüber der konventionellen Erzeugung. Für die Kälteerzeugung wäre die Konkurrenzfähigkeit auch bei einer reinen Kältenutzung gegeben, nicht jedoch für die Wärmeerzeugung (Abbildung 39). Im Hinblick auf das Grundziel der Stadt und des Kantons Zug den Primärenergiebedarf und den CO<sub>2</sub>-Ausstosses zu reduzieren (2'000 Watt-Gesellschaft) ist jedoch die Wärmeerzeugung der wesentliche Hebel um diese beiden Faktoren zu reduzieren.

Eine kombinierte Wärme- und Kältenutzung ist somit für das Erreichen der Ziele bzgl. 2'000-Watt-Gesellschaft unumgänglich.

## 5.12 Energiekosten bis in das Gebäude

Je nach Wahl des Betreibermodells und Produktausarbeitung besteht die Möglichkeit anstelle von Wärme und Kälte auf Stufe Nutzenergie lediglich die „kalte Wärme“ auf Stufe Endenergie bereitzustellen. Das heisst das Wasser wird bis ins Gebäude geliefert (Abbildung 31, Seite 36) und die Wärme- und Kälteerzeugung wird vom Nutzer organisiert.



**Abbildung 40: Energiepreis für Endenergie.**

Die Gestehungskosten für die Endenergie sind in obenstehender Abbildung gezeigt. Die Gestehungskosten liegen im Bereich von Anschlusspreisen bereits bestehender Anergienetze<sup>5</sup>. Es ist zu beachten, dass in dieser Grafik der Gestehungspreis mit einem „Verkaufspreis“ verglichen wird. Beim Gestehungspreis wird noch die Marge dazukommen. Da diese abhängig vom Be-

<sup>5</sup> Als Vergleich dienen die Anergienetze in Brig und Visp.

treiber ist, ist diese noch nicht eingerechnet. Trotzdem zeigt die Grafik, dass die Kosten auf einem vergleichbaren Niveau liegen. Der Energieverbund Zug liegt tendenziell höher, weil dieser mit einem Temperaturhochhaltesystem ausgerüstet werden muss um die minimale Vorlauf-temperatur im Winter für den Betrieb der Wärmepumpen gewährleisten zu können.

### 5.13 Fazit Kosten und Wirtschaftlichkeit

Mit den ermittelten Gestehungskosten auf Basis des mittleren Szenarios ist das Netz wirtschaftlich zu betreiben. Damit die Wärme konkurrenzfähig gegenüber der Wärmeerzeugung mit Gas verkauft werden kann, sind zusätzliche Optimierungsmassnahmen notwendig, welche aber im Bereich des Machbaren liegen.

Die möglichen Verkaufspreise für Wärme und Kälte liegen im folgenden Bereich:

- Energiepreis Wärme: 11 bis 14 Rp./kWh
- Energiepreis Kälte: 19 bis 21 Rp./kWh

Der Verkaufspreis ist abhängig vom Betreibermodell, den Optimierungsmassnahmen, Optimierung zwischen Gewinn und Anschlussmenge und auch vom Effizienzgrad wie CO<sub>2</sub>-Arm das Netz betrieben werden soll.

Bei der Auslegung des Netzes auf die Lieferung von Endenergie liegt das Netz im Bereich von bereits ausgeführten Energienetzen.

- Endenergiepreis Energie: 7 bis 9 Rp./kWh

Der Energieverbund Zug liegt diesbezüglich leicht höher als vergleichbare Systeme, weil dieser mit einem System für die Temperaturhochhaltung im Winter ausgerüstet werden muss.

Damit die Wärmeerzeugung konkurrenzfähig angeboten werden kann, ist es notwendig, dass die Wärme mit der Kälte quersubventioniert wird. Dies wird nur mit einem System erreicht, bei welchem Wärme und Kälte auf Stufe Nutzenergie verkauft wird (Kapitel 5.1, Abbildung 30, Seite 36). Bei der Ausarbeitung des Preismodells ist somit die Wärme und Kältelieferung auf Stufe Nutzenergie zu favorisieren.

Die Prüfung für den Erhalt von Fördergeldern ist zu empfehlen. Bereits mit einem Beitrag von 1 Rp./kWh welcher ungefähr 200'000 Fr. pro Jahr entspricht, könnten die ersten fünf Betriebsjahre erheblich entlastet werden.

## 6. Risikoanalyse

Es wurde eine Risikoanalyse erstellt die als Entwurf zur weiteren Nutzung und Pflege verwendet werden kann. Für das Projekt kritische Punkte sind:

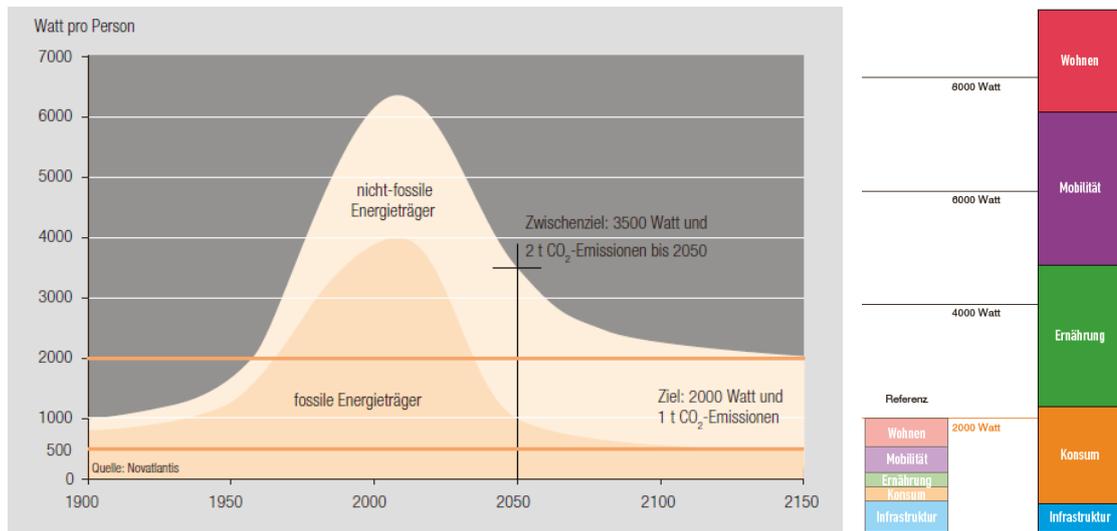
- *Bauverzögerung*: Grosse potenzielle Wärme- und Kältebezüger können nicht rechtzeitig angeschlossen werden und gehen somit als Kunden verloren.
- *Leitungsführung* erschwert aufgrund unvorhergesehener bestehenden Leitungen.

Die Risikoanalyse ist als Excel-Dokument im Anhang [20] abgelegt. Die wesentlichen Risiken sind übergeordneten Bericht [2] ausführlicher beschrieben.

## 7. Umweltentlastung

### 7.1 2000-Watt-Gesellschaft

Das Zwischenziel der 2000-Watt-Gesellschaft ist, den Energieverbrauch und der CO<sub>2</sub>-Ausstoss pro Kopf bis ins Jahr 2050 auf 3'500 Watt und 2 t CO<sub>2</sub> pro Person zu reduzieren. Mit diesem Ziel kann die globale Klimaerwärmung auf +2 °C stabilisiert werden und somit untragbare ökologische, gesundheitliche sowie wirtschaftliche<sup>6</sup> Schäden verhindert werden (Abbildung 41).



Quelle: [www.novatlantis.ch](http://www.novatlantis.ch)

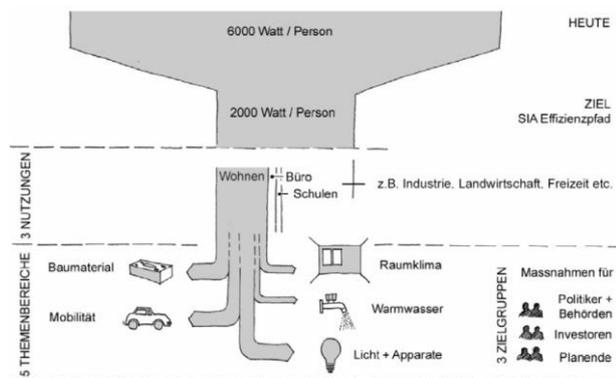
Abbildung 41: Energieabsenkpfad 2000-Watt-Gesellschaft.

Der Absenkpfad berücksichtigt die fünf Lebensbereiche: Wohnen, Mobilität, Ernährung, Konsum und Infrastruktur. Bei der Reduktion des Energiebedarfs wird unterschieden zwischen erneuerbarer (nicht-fossile Energie, Umweltwärme) und nicht erneuerbarer Energie (fossile Energie, Gas und Öl). Das Endziel ist, bis ins Jahr 2150 auf 2'000 Watt zu reduzieren und als Etappenziel 3'500 Watt im Jahr 2050. Weitere Informationen sind im Anhang [22] zu finden.

Heute liegt der pro Kopf-Verbrauch in der Schweiz bei 6'500 Watt. Der Anteil von Raumwärme und Warmwasser beträgt 41% und liegt somit bei 2'665 Watt. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoss liegt bei 9 t pro Kopf und Jahr.

Der Energieverbrauch lässt sich durch Effizienzsteigerung und bessere Gebäudehüllen reduzieren. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoss reduziert sich demzufolge ebenfalls, kann aber massgeblich durch den Einsatz von Umweltenergie gesenkt werden.

*Anschaulich zeigt die Nebenstehende Grafik in welche Anteile für das Endziel zur Verfügung stehen.*

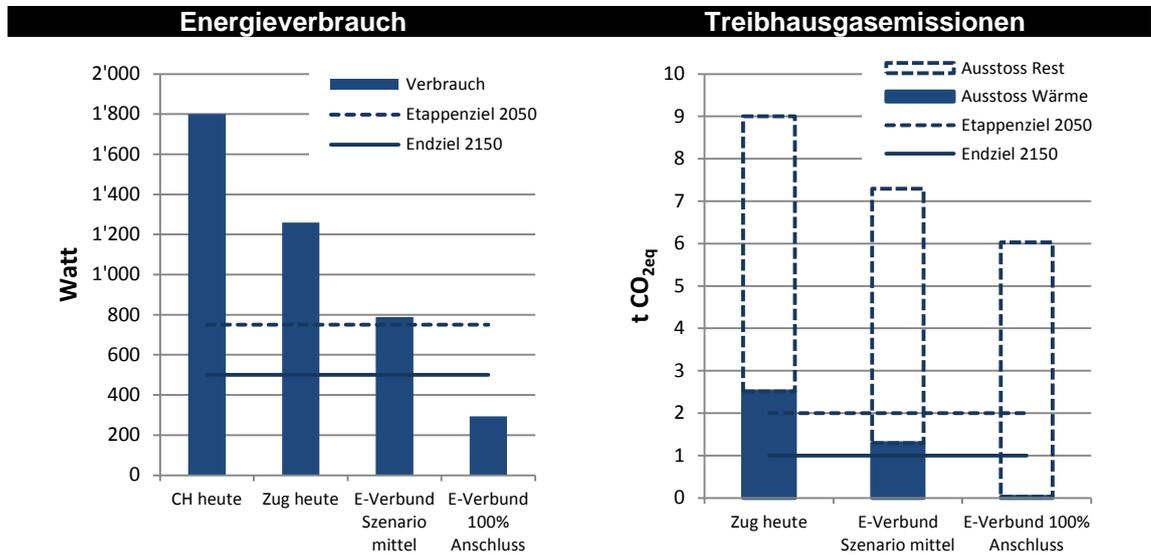


Quelle: [www.novatlantis.ch](http://www.novatlantis.ch)

<sup>6</sup> Aufgrund von zerstörerischen Umweltereignissen.

### Energieverbund und 2000-Watt-Gesellschaft

Die Einordnung des Energieverbundes in der 2000-Watt-Gesellschaft sind in den beiden Grafiken in Abbildung 42 gezeigt. Bezüglich des Energieverbrauchs wie dem CO<sub>2</sub>-Ausstoss können die Ziele des Absenkpfad es erreicht werden. Darüber hinaus bietet der Energieverbund auch das Potenzial die Endziele der 2000-Watt-Gesellschaft im Jahr 2150 zu erreichen.



**Abbildung 42: Einordnung des Energieverbundes im Absenkpfad der 2000-Watt-Gesellschafts-Ziele.**

## 7.2 Treibhausgasemissionen

Heute werden die Gebäude in der Stadt Zug mehrheitlich mit Öl (~60%) und Gas (~40%) beheizt. Durch die Beheizung der Gebäude über den Energieverbund kann der CO<sub>2</sub>-Ausstoss um 22% reduziert werden (mittleres Szenario). Das mittlere Szenario berücksichtigt eine Anschlussrate von 45%. Das Potential der CO<sub>2</sub>-Reduktion liegt bei 78%.

Bei der Kälteerzeugung wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoss um 41% reduziert wenn über den Energieverbund gekühlt wird. Das Potential liegt bei 77%. Der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Ausstosses ist bei der Kälteerzeugung absolut wesentlich kleiner als bei der Wärmeerzeugung.

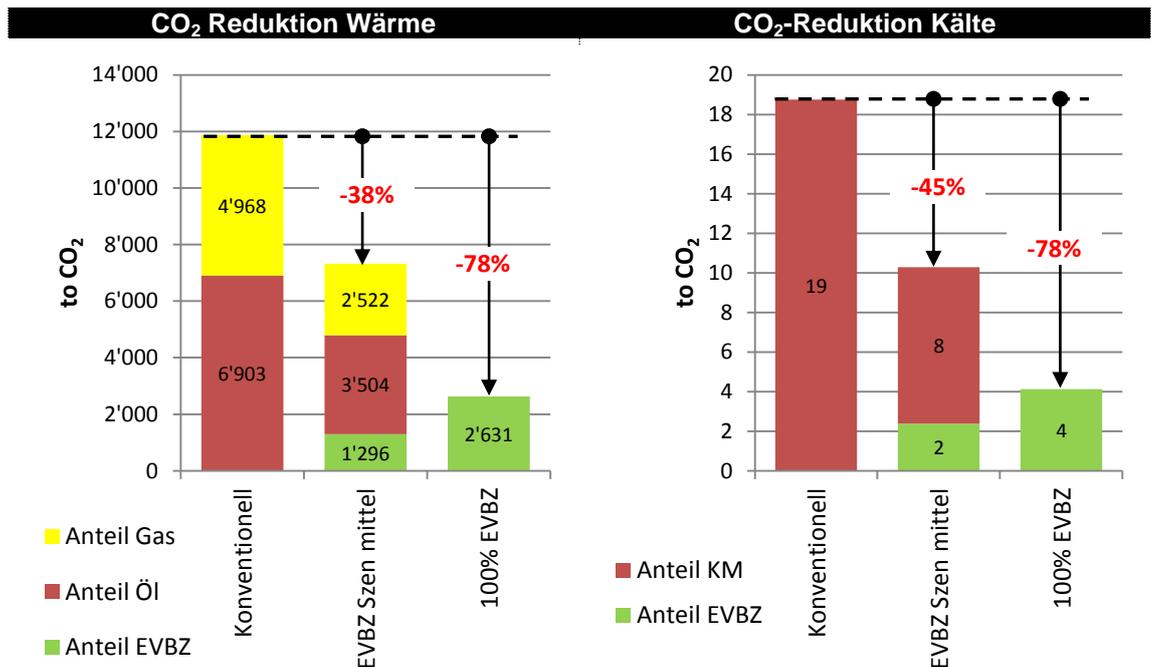


Abbildung 43: Einsparpotential der Treibhausgasemissionen bei der Wärme und Kälteerzeugung.

### 7.3 Seewassermonitoring

Um die ökologischen und biologischen Einflüsse der Seewassernutzung zu überwachen muss ein Monitoring erstellt werden. Für das Monitoring ist eine „Null-Messung“ notwendig welche den Anfangszustand des Sees referenziert. Es empfiehlt diese Null-Messung über 2 oder 3 Jahre vor der ersten Seewassernutzung durchzuführen.

Es gibt bereits ähnliche Seewassermonitoring-Systeme wie z.B. im Wallensee. Die Messung kann folgende Punkte beinhalten:

- Temperaturmessungen auf unterschiedlichen Höhen
- Temperaturmessungen bei den Seewasserrückgaben
- Messungen von Fischschwärmen und deren Laichplätzen (mit Echolot)
- Messungen des Gehalts von verschiedenen Substanzen

Ein Messkonzept ist im Rahmen der weiteren Projektbearbeitung auszuarbeiten.

### 7.4 Grundwasser Monitoring

Die Temperaturen im Tiefengrundwasser dürfen im Umkreis von 100 m der Rückgabeburten nicht mehr als 3 K abweichen. Um dies zu erreichen ist im wesentlichen die Energiebilanz im Grundwasser einzuhalten. Unausgeglichene Bilanzen sind mittelfristig tolerierbar und führen noch zu keiner Überhöhung der maximalen Temperaturdifferenz.

Um diese Randbedingungen einhalten zu können ist ein Messsystem zu installieren, welches die Energiemengen misst.

## 8. Vorgehen Umsetzung

### 8.1 Früheste Wärme- Kälteabgabe

Mit der Wahl des geeigneten Betreibermodells besteht eine frühestmögliche Wärme-, Kälteabgabe im Jahr 2018. Das geeignete Betreibermodell ist im Bericht „Recht und Betreibermodell“ [3] beschrieben.

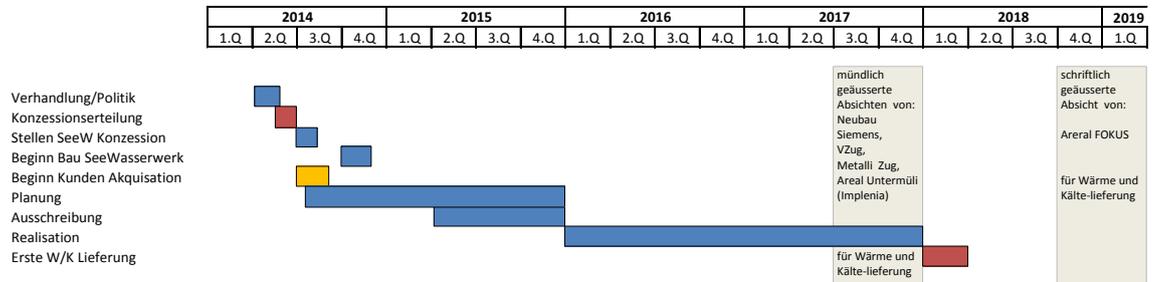


Abbildung 44: Terminplan.

Je nach Betreibermodell kann sich die erste Wärmeabgabe um 1.5 bis 2.5 Jahre oder später verzögern.

### 8.2 Kosten für Erstellung Seewasserfassung und Hauptleitung

Die Betrachtungen auf die Etappe 1 bezogen zeigen, dass das Anergienetz technisch und wirtschaftlich konkurrenzfähig zu betreiben ist. Im Hinblick auf eine konkrete Umsetzung würde das Netz kontinuierliche ausgebaut. Um die Gebäude innert nutzbarer Frist anschliessen zu können empfiehlt Initiale Bauaufwand der beiden Seewasserfassungen und Hauptleitungen bis Ende der nördlichen Stadtgrenze am Anfang zu tätigen (Abbildung 45). Die Kosten für diesen initialen Bauaufwand liegen bei rund 28 Mio. Franken.

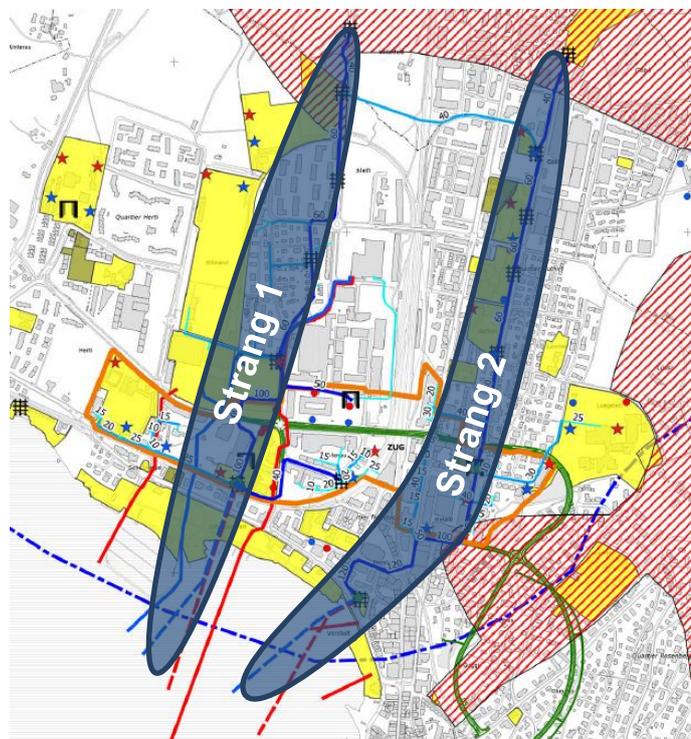


Abbildung 45: Die Kosten für die Erstellung der beiden Hauptstränge bis an die Baarer-Grenze be-laufen sich inkl. Seewasserfassungen auf rund 28 Mio Franken.

## 9. Referenzendokumente

[Nr.]	Dokumentenbezeichnung	Version
[1]	Energieverbund Zug Projekthandbuch (Machbarkeitsstudie)	1.0 / 12.08 2013
[2]	Übergeordneter Bericht	17.04.2014
[3]	Bericht Recht und Betreibermodell	17.04.2014
[4]	Technischer Bericht Seewasser	17.04.2014
[5]	Technischer Bericht Anergienetz und wissenschaftliche Begleitung	17.04.2014
[6]	Technischer Bericht Smart Grid Potentialanalyse	17.04.2014
[7]	Technischer Bericht Wärme Kälte FOKUS	17.04.2014
[8]	Technischer Bericht Tiefbau	17.04.2014
[9]	Technischer Bericht Grundwasser	17.04.2014
[10]	Anleitung Trendanalyse	26.11.2013
[11]	Anleitung Kosten EVerbund	11.02.2014
[12]	Kosten EVerbund	Version 8
[13]	Ergebnis Trendanalyse Energieverbrauch	26.11.2013
[14]	Vordimensionierung Rohrleitung	07.02.2014
[15]	Definition Energie und Leistung	24.02.2014
[16]	Definition Rohrleitungen Leistungskategorien	21.10.2013
[17]	Stellungnahme AWW	19.02.2014
[18]	Lastprofile	19.01.2014
[19]	Versicherung Übersicht	04.06.2002
[20]	Risikoanalyse	16.10.2013
[21]	Strassensanierungsplan und Werkleitungen	20.03.2014
[22]	2000-Watt-Gesellschaft Leichter Leben 2010	

Tabelle 13: Referenzen