

Schädle GmbH
Steinenschanze 2
CH 4002 Basel
Tel +41 61 421 00 46
info@schaedle-gmbh.ch

Basel, 18. April 2018

Bundesamt für Bauten und Logistik
Fellerstrasse 21
3003 Bern

Projekt:
Arealstudie Wärmeversorgung BASPO Magglingen

Stand : 18.04.2018
rev.1 : 05.05.2018
rev.2 : 25.05.2018

INHALTSVERZEICHNIS

1	Ausgangslage / Ziele	3
1.1	Ausgangslage	3
1.2	Ziele der Studie	3
1.3	Energie- und Leistungsbedarf	4
2	Varianten	5
2.1	Untersuchte Varianten	5
2.2	Beschreibung der Varianten	6
2.2.1	Var 1 Dezentrale Energieerzeugung mit Biomasse	6
2.2.2	Var 2 Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse	7
2.2.3	Var 3 „Mischbetrieb“ Fernwärme mit dezentraler Biomasse für „End der Welt“	9
2.2.4	Var 4 Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - warme Fernwärme - zentrale Wärmepumpe	10
2.2.5	Var 4 a Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - kalte Fernwärme - dezentrale Wärmepumpen	13
2.2.6	Var 4 b Zentrale Wärmeversorgung mit LW-Wärmepumpen - kalte Fernwärme - zentrale Wärmepumpen - dezentrale Wärmepumpen	15
2.2.7	Var 4 c Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse	16
2.3	Flexibilität / Etappierbarkeit	16
3	Kosten	18
4	Energiebedarf / Emissionen	19
5	Beurteilung	20
5.1	Var 1 Dezentrale Energieerzeugung mit Biomasse	20
5.2	Var 2 Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse	20
5.3	Var 3 „Mischbetrieb“ Fernwärme mit dezentraler Biomasse für „End der Welt“	21
5.4	Var 4 Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - warme Fernwärme - zentrale Wärmepumpe	21
5.5	Var 4a Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - kalte Fernwärme - dezentrale Wärmepumpen	22
5.6	Var 4b Zentrale Wärmeversorgung mit LW-Wärmepumpen - kalte Fernwärme - zentrale Wärmepumpen - dezentrale Wärmepumpen	23
5.7	Var 4c Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse anstelle Erdwärmenutzung	24
5.8	Contracting	24
5.9	Gesamtbewertung	25
6	Empfehlung	26

1 Ausgangslage / Ziele

1.1 Ausgangslage

Von den 11 Heizzentralen auf dem Areal des Bundesamtes für Sport (BASPO) werden aktuell 10 mit Erdgas versorgt und 1 Heizzentrale mit Holzpellets (Bernerhaus). Der Leistungsbedarf und der jährliche Energiebedarf der einzelnen Gebäude sind erfasst und liegen in Tabellenform vor.

Aufgrund der bestehenden Gebäudestruktur verlangt die grosse Mehrheit der Verbraucher (Gebäude) Heiz-Vorlauftemperaturen von über 60°C.

Darüber hinaus sind auf dem Areal derzeit einige Neubauten geplant und ausserdem stehen in mehreren Gebäuden Sanierungen an. In diesem Zusammenhang wird in dieser Studie untersucht, wie die zukünftige Wärmeversorgung des Areals aufgebaut werden soll.

Ausser der Wärmeversorgung der Gebäude sind weitere Infrastruktur-Arbeiten im Bereich der Elektroversorgung sowie der arealweiten Gebäudeautomation geplant. Dies ist nicht Teil dieser Untersuchungen, jedoch bilden die Untersuchungen zur Wärmeversorgung eine wesentliche Grundlage für die weiteren Infrastrukturmassnahmen.

Im Jahr 2011 wurde durch die Firma DURENA bereits eine Machbarkeitsstudie über die Versorgung des Areals mit Tiefengeothermie erstellt. Die Studie und die Ergebnisse daraus werden in die aktuelle Studie integriert und fliessen in die Gesamtbewertung mit ein.

Ausserdem hat die Burgergemeinde Biel angeboten Holzhackschnitzel aus lokalen Wäldern für die Wärmeversorgung der Gebäude zu liefern.

1.2 Ziele der Studie

Als Projektziele sind identifiziert:

- Maximierung des Anteils an erneuerbarer Energie
- Klärung des optimalen Energieträgers (es können auch verschiedene Energieträger auf dem Areal eingesetzt werden)
- Bewertung der verschiedenen Konzepte
- Zentrale Wärmeversorgung
- Teilzentrale Wärmeversorgung
- Dezentrale Wärmeversorgung
- Aufzeigen eines möglichen Realisierungszeitraumes und von möglichen Etappierungen

Die Studie soll übergeordnet die Energieträgerfrage beantworten. Die verfügbaren Energieträger sind zu prüfen. Sie soll aber auch die Thematik zentrale, teilzentrale oder dezentrale Erzeugung sowie das Thema der Etappierungen behandeln und diesbezügliche Empfehlungen abgeben.

1.3 Energie- und Leistungsbedarf

Der Energiebedarf der einzelnen Gebäude und die installierte Kesselleistung wurde durch die Bauherrschaft zur Verfügung gestellt.

Die tatsächlich benötigte Heizleistung wurde auf Basis des jährlichen effektiv benötigten Primärenergiebedarfs (Erdgas) der Gebäude ermittelt.

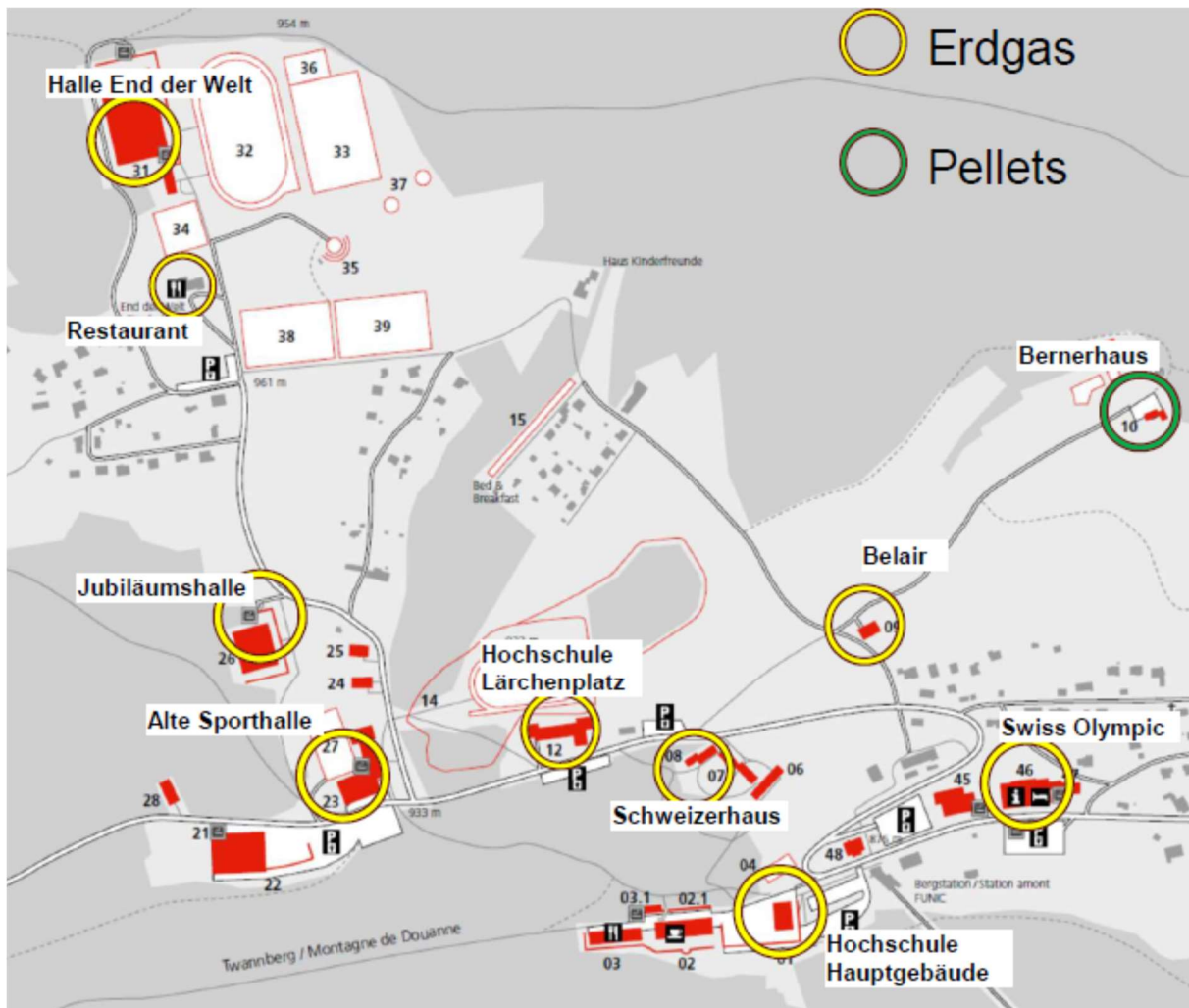
$$Q \text{ (kW)} = E \text{ (kWh)} \cdot \eta / 2'500 \text{ (h/a)}$$

A Einheit / Nr	B Bezeichnung / Gebäude	Plan Nr	D Leistung kW	E E-träger	F Verbrauch MWh	G eta %	H Nutzenergie MWh	I BWW 12%	J Heizung 88%
4266 JH	Jubiläumshalle	26	248	Fernwärme	620	85%	527	63	464
4266 MH	alte Sporthalle	21,22,23, 24,3	390	Geothermie	975	85%	829	99	729
4266 XX	Neubau Ausbildungshalle		70	Fernwärme	120	100%	120	14	106
4267 HE	Halle End der Welt	31	244	Fernwärme	610	85%	519	62	456
4237 SG	Hochschule Hauptgebäude	1,2,3	640	Fernwärme	1600	85%	1360	163	1197
7963 OH	Olympic House	45,46,47	340	Fernwärme	850	85%	723	87	636
4237 MD	Bresil	5,6,7,8	150	Fernwärme	375	85%	319	38	281
4237 XX	Neubau Wohnbauten		60	Fernwärme	150	100%	150	18	132
4266 SW	Ersatzneubau HLP	12	60	Fernwärme	150	100%	150	18	132
4265 BH	Bernerhaus	10	97	Pellets	242	85%	206	25	181
4265 MG	Belair	9	33	Fernwärme	82	85%	70	8	61
2234 SI	Des Alpes	48	34	Fernwärme	85	85%	72	9	64
4267 BI	Bistro (Restaurant)	30	27	Fernwärme	68	85%	58	7	51
Total			2.393		5.927		5.101	612	4.489
Neubauprojekte									
4266 XX	Kampfsport / Schiessen		80	Fernwärme	200	85%	170	20	150
4237 XX	Empfang- und Verwaltung		75	Fernwärme	188	85%	160	19	141
4266 XX	Halle kompositor Sportarten		28	Fernwärme	71	85%	60	7	53
Zwischentotal Neubauprojekte			184		459		390	47	343
Total inkl. Neubauprojekte			2.576		6.386		5.491	659	4.832

Tabelle 1: Energie – und Leistungsbedarf (siehe Beilage)

Anhand der ermittelten Heizleistung wurden die einzelnen Energiezentralen auf mögliche Energieträger überprüft und dimensioniert. Dabei wurde der Platzbedarf, Energieeinsatz und die Investitionskosten inkl. grob geschätzte Baukosten ermittelt.

Die bestehenden, im Betrieb befindlichen Energiezentralen sind in beiliegendem Plan mit dem eingesetzten Primärenergieträger dargestellt.



Übersichtsplan / Ausgangslage Wärmeerzeugung

2 Varianten

Da lokal keine Abwärmeequellen vorhanden sind, ausserdem die Nutzung von Grundwasser und Erdwärmesonden nicht erlaubt ist, wurden als mögliche Primärenergieträger Biomasse (Holzhackschnitzel, Holzpellets), Elektrische Energie mit Wärmepumpen und Geothermie identifiziert.

2.1 Untersuchte Varianten

1. Var 1: Dezentrale Energieerzeugung mit Holzpellets
2. Var 2: Zentrale Energieerzeugung mit Biomasse und Wärmenetz
3. Var 3: Mischbetrieb Zentral / Dezentral mit Biomasse
4. Var4: Zentrale Energieerzeugung mit Geothermie und Wärmepumpen
5. Var4a: Zentrale Geothermienutzung und dezentrale Wärmepumpen

2.2 Beschreibung der Varianten

2.2.1 Var 1 Dezentrale Energieerzeugung mit Biomasse

Die bestehenden bisher mit Erdgas befeuerten Heizkessel werden durch Biomasse-Feuerungen ersetzt. Aufgrund der notwendigen Anlagengrösse von über 600 kW ist beim Hauptgebäude der Einbau einer Holzhackschnitzel-Anlage vorgesehen. Alle anderen Gebäude sollen bei dieser Variante mit Holzpellets als Primärenergie beheizt werden. Für jede Heizzentrale wurde geprüft, ob und insbesondere auch wie der Einbau einer Biomasse-Feuerung als Ersatz für die bestehenden Gaskessel möglich ist. Auf dieser Grundlage wurde für die Holzfeuerung eine Richtofferte bei der Fa Heim AG eingeholt. Die Fa Heim war dabei selbst vor Ort und hat sich über die örtlichen Bedingungen informiert.

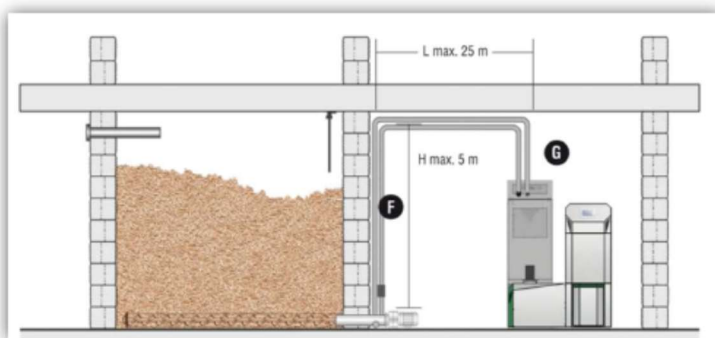
4237 MD BRESIL

Basisdaten:

Art: Sanierung	Leistung: 150 kW
Einheit / Nr.: 4237 MD	Energieverbrauch: 375 MWh/a
Gebäude: Bresil	Brennstoff: Pellets

Auslegungsgrundlagen

Brennstoff:	Pellets	Pelletsverbrauch: 75.0 t/a
Leistung Kessel:	160 kW	Volumen: 115 m³
Lageraumtyp:	Lageraum	Emissionsgrenzwerte: < 20 mg/m³
Masse LxBxH:	8 x 4 x 3 m	
Austragungstyp:	Starre Austragungsschnecke mit Saugsystem	



Richtpreisangebot:

10	Feuerung	CHF	71'825.00
20	Zubehör Feuerung	CHF	3'450.00
30	Entaschung Feuerung	CHF	11'605.00
40	Feinstaubabschieder	CHF	24'060.00
50	Brennstoffaustragung	CHF	39'100.00
60	Regulierung	CHF	1'190.00
70	Wärmespeicher	CHF	5'640.00
80	Dienstleistungen	CHF	9'900.00
Total Wärmeerezeugung			CHF 166'770.00

Die Kosten für Demontage, Kamin, MSR, Elektro und Baumeister-Arbeiten wurde für jedes Objekt anhand von Erfahrungswerten abgeschätzt.

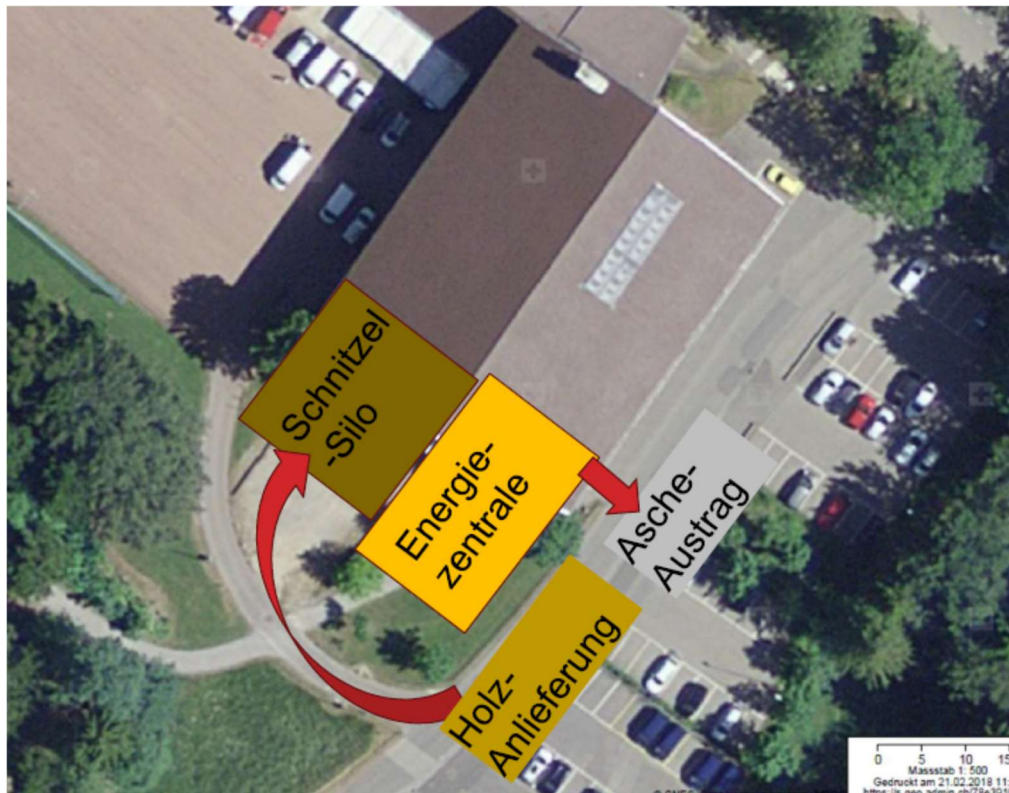
Die Richtpreisofferten sind in der Beilage abgelegt.

Die Umrüstung jeder einzelnen Liegenschaft auf eine Pelletsheizung bedeutet auch, dass im Laufe eines Jahres –im Wesentlichen aber in der Winterzeit- 85 LKW mit je 15 Tonnen Pellets die Versorgung gewährleisten müssen. Wir sind hierbei von einer koordinierten Lieferung für die Liegenschaften ausgegangen.

2.2.2 Var 2 Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse

An der „Alten Sporthalle“ wird eine neue Energiezentrale mit Holzhackschnitzel als Energieträger gebaut. Die Anlieferung und Lagerung der Hackschnitzel erfolgt von der Süd-Ost-Seite der bestehenden Halle. Idealerweise sollten die Hackschnitzel oberirdisch gelagert werden, da so auf den Bau eines unterirdischen, teuren Silos verzichtet werden kann. Die Heizzentrale könnte ebenfalls an dieser Seite, in Verlängerung der bestehenden alten Halle gebaut werden. Somit wäre eine kostengünstige Lösung für die Energiezentrale und eine optimale hydraulische Lage für das Fernwärmenetz gegeben. Da es sich bei der Alten Sporthalle um ein denkmalgeschütztes Gebäude handelt besteht bei der Standortwahl und auch bei den Baukosten noch eine grosse Unsicherheit, die im Rahmen dieser Studie nicht abgeklärt werden konnte.

Ein möglicher „Alternativer Standort“ für die Energiezentrale, welcher von Seiten des Fernwärmenetzes ähnlich günstige Voraussetzungen bietet (ideale Geodätische Höhe, Zentrale Lage im Fernwärmenetz, gute Möglichkeiten für die Anlieferung der Holzhackschnitzel) wäre der Ersatz-Neubau HLP („Hochschule Lärchenplatz“). Hier könnte die Energiezentrale inklusive Holzlogistik im Rahmen des Neubaus kostengünstig errichtet werden.



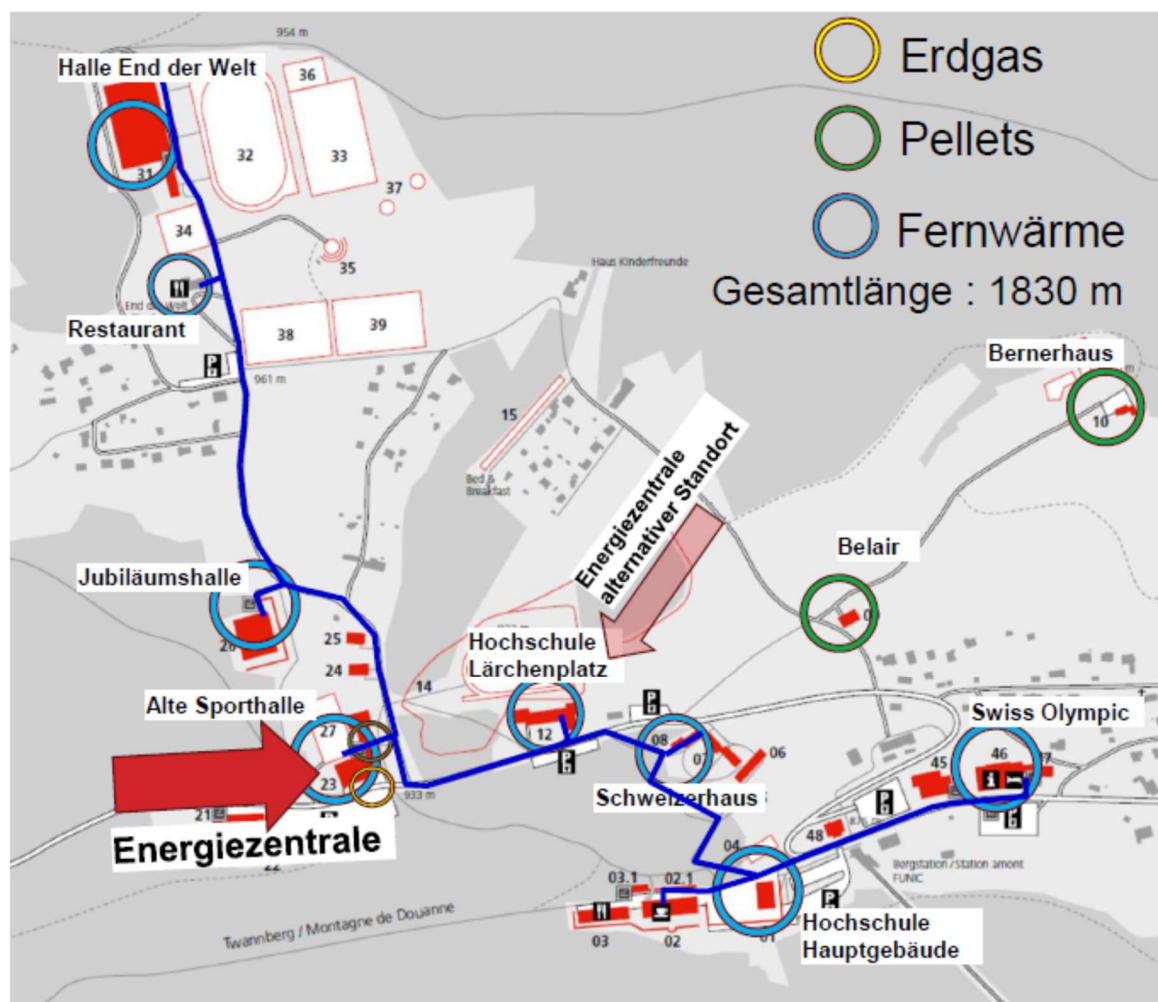
Platzierung von Energiezentrale und Schnitzelsilo

In der Energiezentrale werden 2 Holzkessel aufgestellt mit einer Heizleistung von :

1 Stk 3'000 kW (Winterkessel)

1 Stk 500 kW (Sommerkessel)

Die Rauchgasreinigung erfolgt über einen Multi-Zyklon und Elektrofilter.



Übersichtsplan Fernwärmenetz „gross“

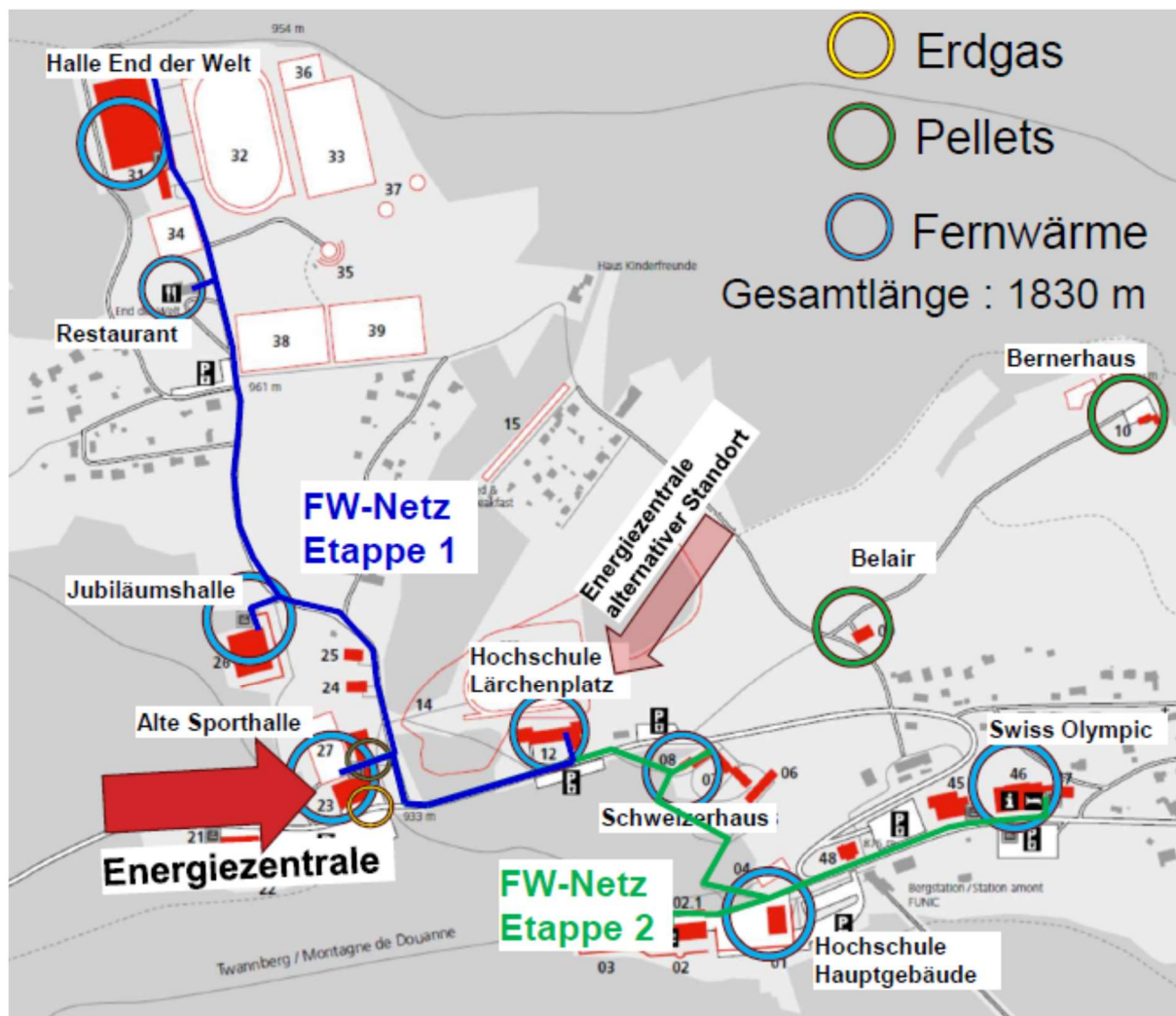
Das Fernwärmenetz wird als „warmes Netz“ mit einer Vorlauftemperatur von 75°C dimensioniert. Die Netzpumpen und die Expansionsanlage befinden sich ebenfalls in der Energiezentrale. In den einzelnen Gebäuden werden die Gaskessel demontiert und durch eine Fernwärme-Übergabestation ersetzt. Die Trassellänge des Fernwärmenetzes beträgt insgesamt ca 1830 m Länge.

Die Anlieferung der Holzhackschnitzel wird voraussichtlich durch die Gemeinde Magglingen erfolgen. Bei den Hackschnitzeln handelt es sich um einen lokal erzeugten Brennstoff mit geringem Transportaufwand. Insgesamt muss der Brennstoff en im Laufe eines Jahres –im Wesentlichen aber in der Winterzeit- mit 115 LKW mit je 30 Tonnen Hackschnitzeln angeliefert werden.

Der Aufbau des Fernwärmenetzes kann bei einer Netzgrösse von unter 2 km Länge durchaus in einer Baustappe erstellt werden.

Da die Sanierung der Gebäude jedoch zeitlich gestaffelt erfolgt und einige Gebäude davon

im oberen Bereich des Areals (nord-westliches Areal) liegen könnte eine Etappierung wie unten dargestellt durchaus sinnvoll sein.



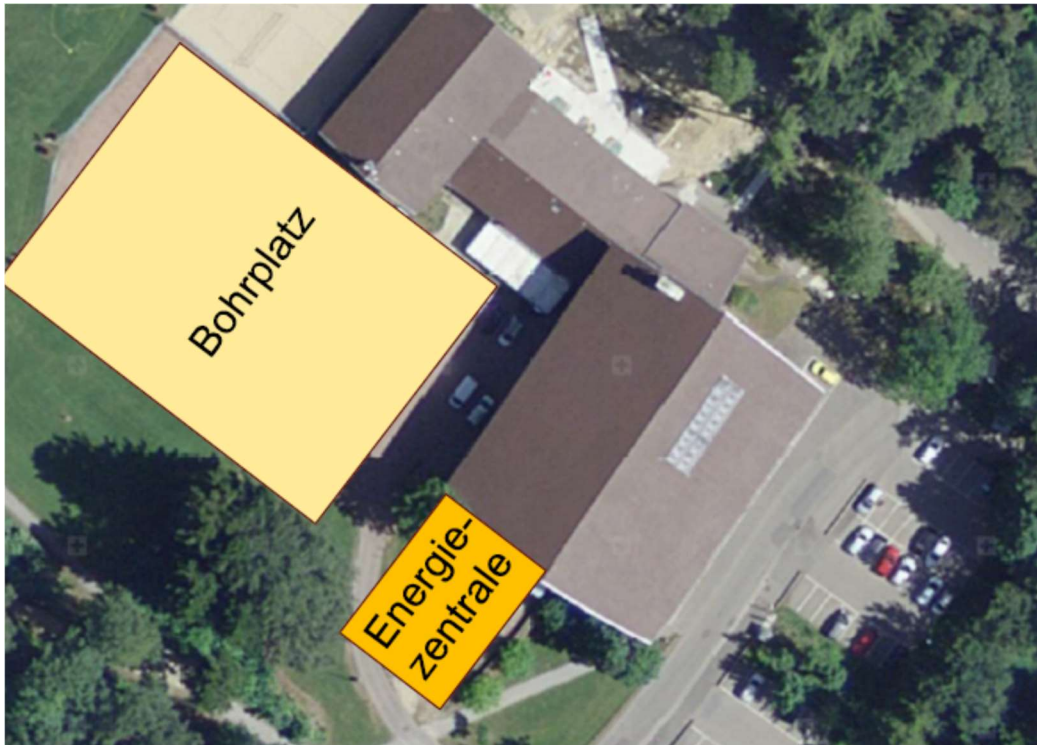
Übersichtsplan Fernwärmenetz mit Etappe1 und Etappe2

Die beiden Etappen sind sowohl von der zu erstellenden Leitungslänge als auch von den Kosten in etwa gleich gross.

2.2.3 Var 3 „Mischbetrieb“ Fernwärme mit dezentraler Biomasse für „End der Welt“

Die Anlage ist weitgehend mit der Variante 2 identisch, wobei lediglich die beiden nördlichen Gebäude (Halle „End der Welt“ und Restaurant) dezentral mit Holzpellets versorgt werden. Dadurch kann die Kesselgrösse in der Zentrale um 10% verringert werden, was sich in den Kosten kaum niederschlägt, da wesentliche Teile wie Holzlagerplatz, Baukosten, Rauchgasreinigung, Kamin, etc.. nahezu identisch sind.

Die Länge der Fernwärmeleitung verringert sich auf ca 1150m und damit werden auch die Baukosten für das Fernwärmenetz entsprechend geringer.



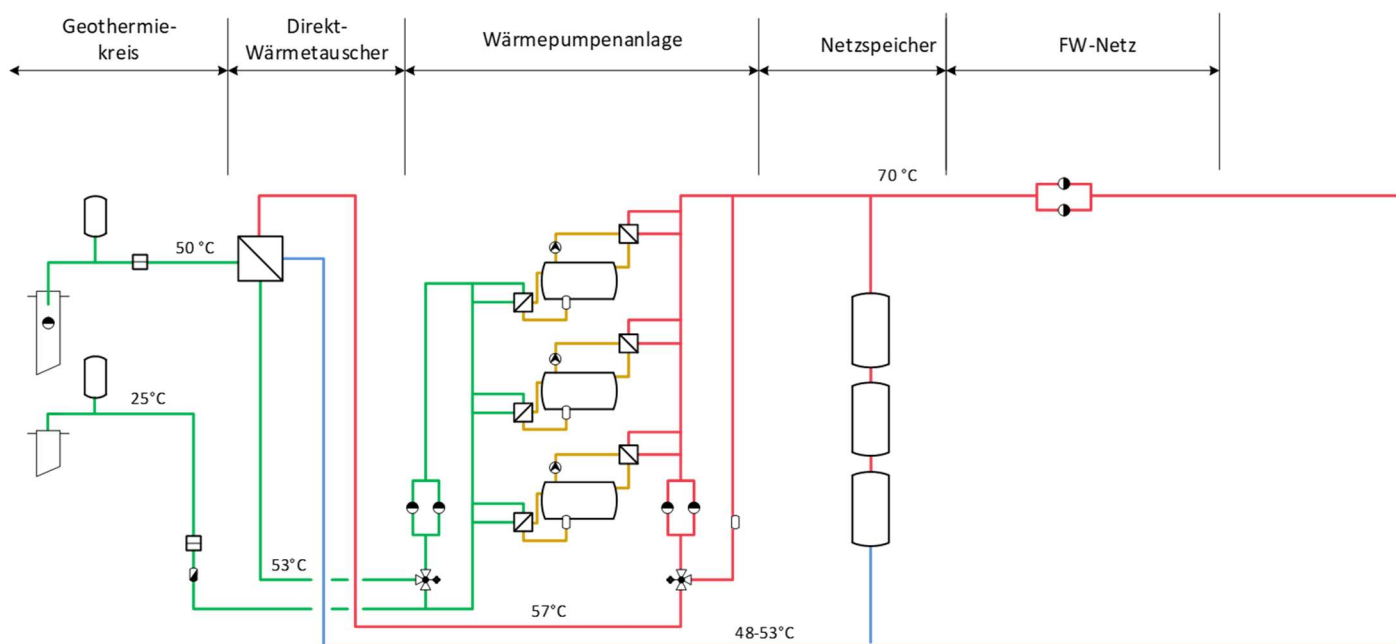
Lage Bohrplatz für Erdwärme und Energiezentrale

Für diese Variante wurde eine zentrale Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen gewählt. Das Geothermiewasser, welches mit ca 50°C gefördert wird, wird mittels Wärmepumpen auf etwa 20-25 °C abgekühlt und die Wärme an das Fernwärmenetz abgegeben. Die beiden Wärmepumpen haben eine Heizleistung von je 1'300 kW. Hiermit kann das gesamte Areal mit Wärme versorgt werden. Als Reservezentrale (für den Fall einer Revision oder Störung der Geothermiezentrale) soll die Wärmeversorgung durch eine Gaskesselanlage erfolgen. Der fossile Anteil wäre bei dieser Konstellation kleiner als 2 % des Gesamtbedarfs.

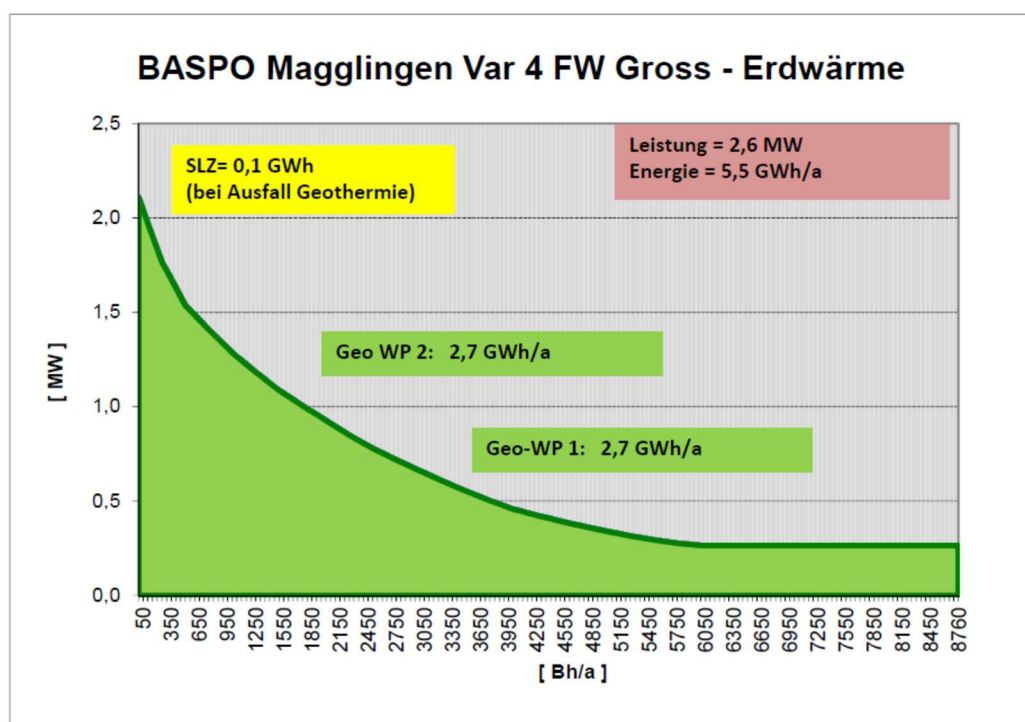
Der definitive Standort der Bohrungen und der Energiezentrale mit den Geothermie-Wärmepumpen kann jedoch erst nach Abschluss der Phase 2 (Erkundung / Seismik) festgelegt werden. Ob und in welchem Umfang Tiefengeothermie in Magglingen nutzbar ist, steht erst nach Abschluss der Phase 4 (Erschliessung / Bohrungen) fest.

Das Wärmenetz von der „Alten Halle“ bis zur Halle „End der Welt“ sollte deshalb erst nach Abschluss der Phase 2 und Definition des Bohrstandortes gestartet werden. Nur so kann eine falsche Dimensionierung der Fernwärmeleitung (zu klein, wenn Bohrung beim „End der Welt“ – zu gross, wenn Bohrung bei „Alte Halle“ oder HLP) vermieden werden.

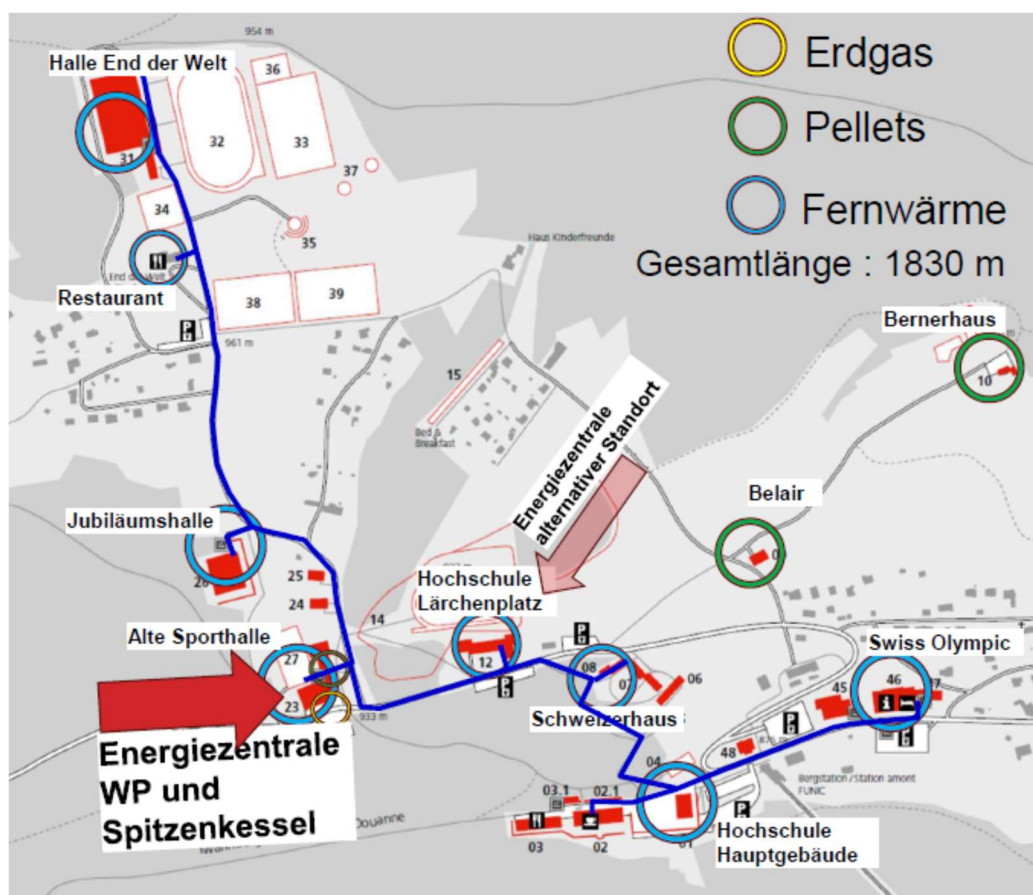
Das bedeutet wiederum, dass bei Heizungsumrüstungen an der Halle „End der Welt“ auf jeden Fall mit Provisorien, zum Beispiel einem mobilen Pellets-Kessel gearbeitet werden müsste.



Schema Erdwärmenutzung mit zentralen Wärmepumpen und „warmer“ Fernwärme



Jahresdauerlinie Erdwärmenutzung



„warmes“ Fernwärmenetz mit zentraler Wärmepumpe

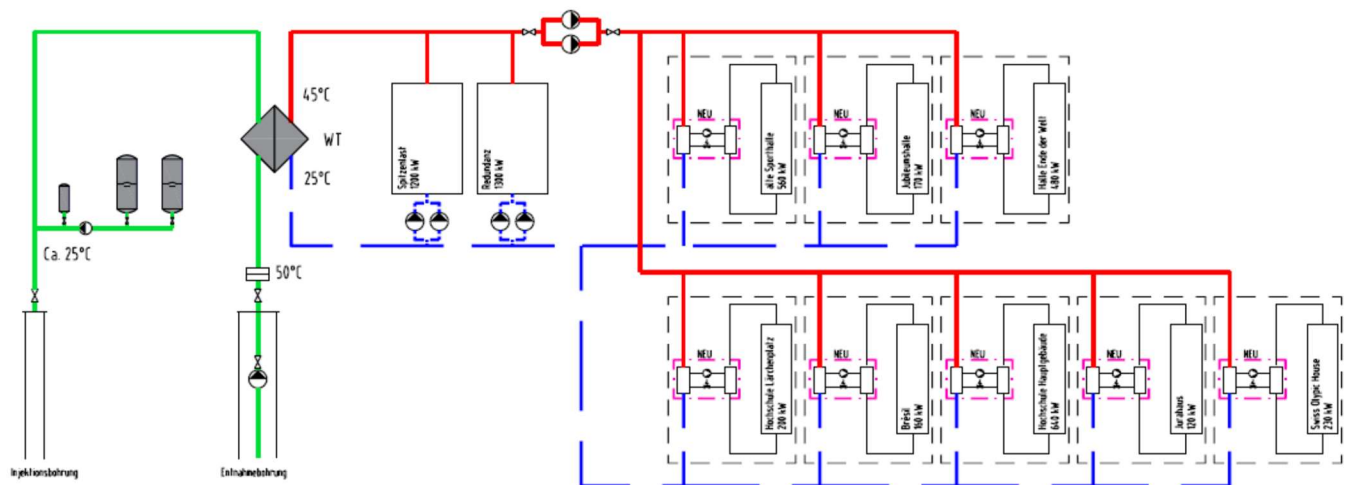
Analog der Variante 2 (Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse) werden ausser dem Bernerhaus alle Gebäude an die Fernwärme angeschlossen. Die Fernwärme wird mit einer Vorlauftemperatur von 70°C betrieben.

2.2.5 Var 4a Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme

- kalte Fernwärme
- dezentrale Wärmepumpen

Bei dieser Variante ist in der Energiezentrale lediglich der Anlagenteil für die geothermische Nutzung (Wärmetauscher, Pumpen, Filter, Druckhaltung etc) und die Reservezentrale installiert.

Die Erdwärme wird über Wärmetauscher abgekühlt und an das „kalte“ Fernwärmenetz abgegeben. Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes beträgt ca 45 °C, der Rücklauf ca 20-25 °C. Das Geothermiewasser dient dabei als Wärmequelle für die dezentralen Wärmepumpen, welche in jedem Gebäude installiert werden. Der notwendige Temperaturhub für das Gebäude findet mittels Wärmepumpen individuell und auf die jeweiligen Bedürfnisse angepasst statt.



Schema Erdwärmenutzung mit dezentralen Wärmepumpen und „kalter“ Fernwärme

Auch bei dieser Variante gelten für den Netzausbau in Richtung „End der Welt“ die Feststellungen betreffend Dimensionierung, Zeitpunkt des Netzbaus und bei Bedarf Installation eines Provisoriums.

Da der definitive Variantenentscheid für eine Energiezentrale mit Geothermieanlage und Niedertemperaturnetz erst nach etwa 4 - 6 Jahren getroffen werden kann, muss bei dieser Variante die Wärme für das Netz bis zu diesem Zeitpunkt „provisorisch“ erzeugt werden.

Ausserdem ist einzuplanen, dass bei einem Abbruch des Erdwärmeprojektes (jeweils nach Abschluss einer Projektphase) unmittelbar auf eine Alternativ-Variante gewechselt werden kann.

Als Alternative stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

1. Wärmeerzeugung mit Biomasse anstelle Erdwärme gemäss Variante 2
2. Wärmeerzeugung anstelle Erdwärme mit Luft-Wasser-Wärmepumpen. (Variante 4b, siehe unten))

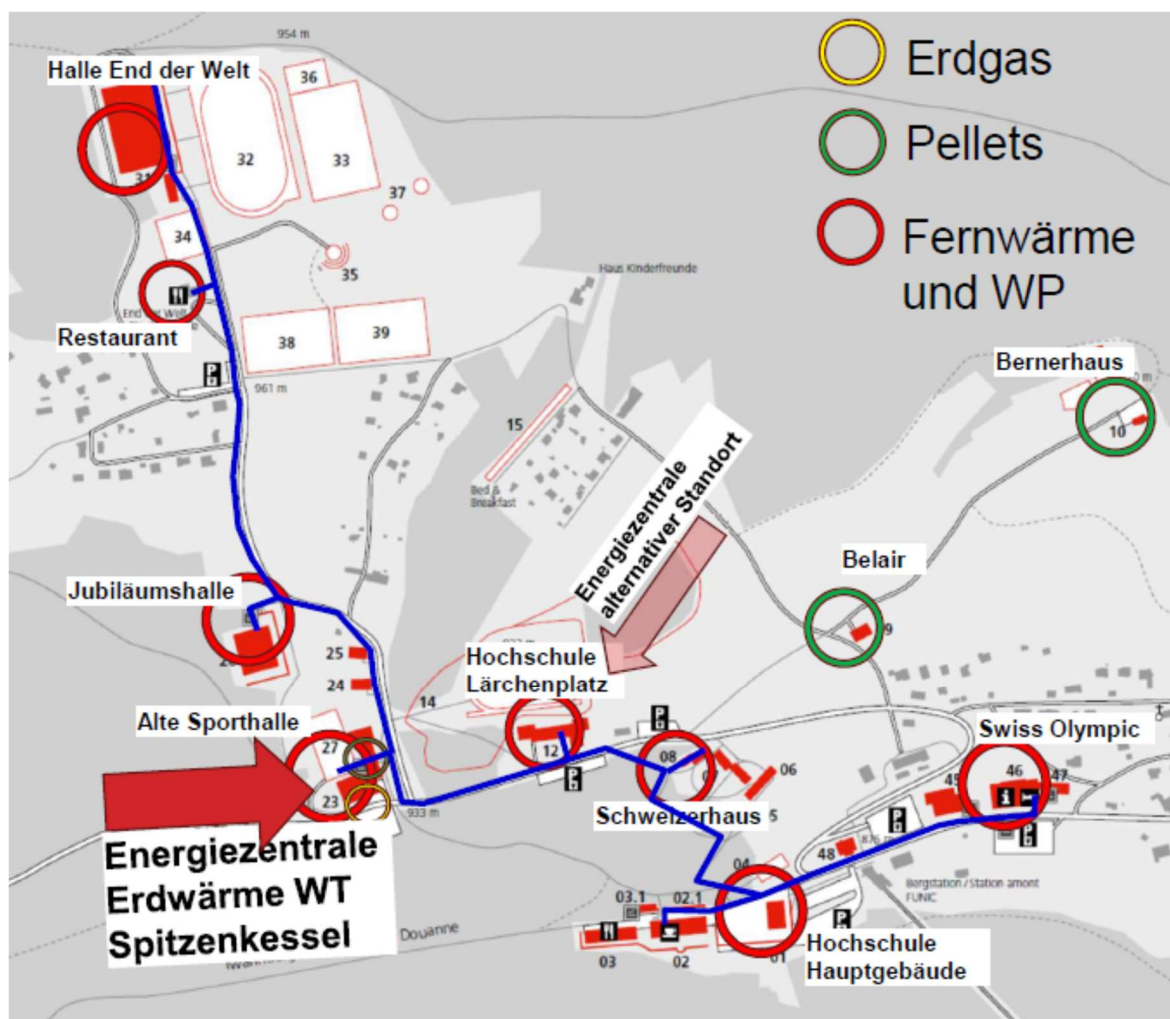
Für den Übergangsbetrieb, also bis ein definitiver Entscheid „Pro oder Contra“ Erdwärme getroffen wird, muss das Wärmenetz provisorisch betrieben werden.

Folgendes Vorgehen wäre realistisch machbar:

3. Die Heizanlage (Erdgas-Kessel) im Hochschul-Hauptgebäude wird weiter betrieben.
4. Die Heizanlage im Swiss-Olympic / oder in der Alten Halle werden weiter betrieben.
5. Die bestehende Kesselanlage im Hauptgebäude wird als „Wärmequelle“ für das neue Niedertemperaturnetz verwendet. (Reserveleistung Hauptgebäude ca 850 kW)
6. Im Hauptgebäude muss (provisorisch) eine Netzpumpen-Gruppe installiert werden.

Mit diesen Massnahmen kann das Wärmenetz parallel zu den Erkundungsarbeiten für die Geothermieanlage aufgebaut werden. Eine Umrüstung der Gebäude ist jedoch erst möglich, wenn der definitive Entscheid bezüglich Art der Wärmeerzeugung und Betriebstemperatur des Netzes festgelegt ist.

Mit Ausnahme der Netzpumpen sind keine wesentlichen Zusatzarbeiten notwendig. Es ist jedoch mit einigem koordinativem und organisatorischen Aufwand zu rechnen.



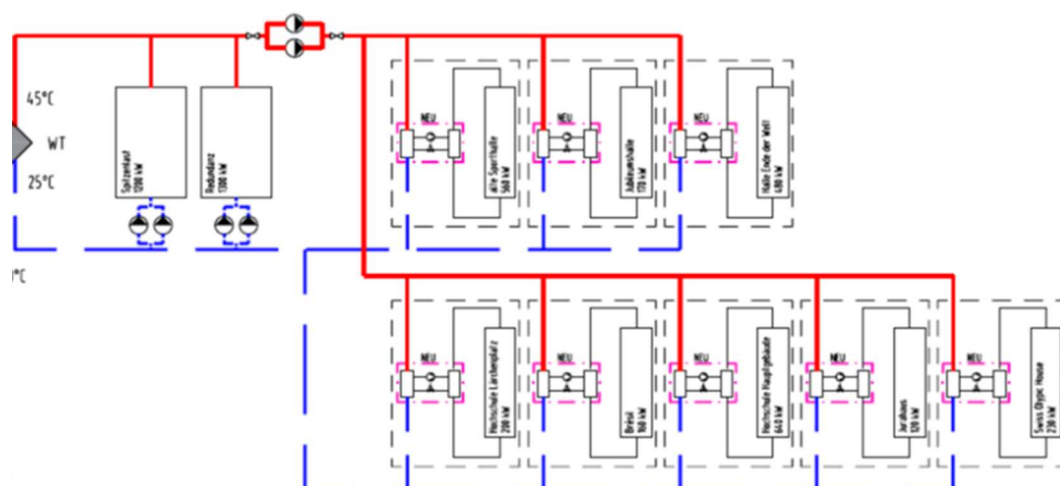
„kalte“ Fernwärme mit dezentralen Wärmepumpen

2.2.6 Var 4b Zentrale Wärmeversorgung mit LW-Wärmepumpen

- kalte Fernwärme
- zentrale Wärmepumpen
- dezentrale Wärmepumpen

Bei dieser Variante handelt es sich nicht um eine eigenständige Variante, sondern um eine „Rückfallebene“, falls die vorgesehene Erdwärmenutzung wie in Variante 4a beschrieben nicht genutzt werden kann. Anstelle der Erdwärme wird ein Aussenluft-Wärmetauscher installiert, welcher der zentralen Wärmepumpe als Wärmequelle dient und den Verdampfer mit Umweltwärme versorgt. Die Wärmepumpe gibt die Heizwärme (konensatorseitig) an das „kalte“ Fernwärmenetz ab. Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes beträgt ca 45 °C, der Rücklauf ca 20-25 °C. Das kalte Fernwärmenetz dient dabei als Wärmequelle für die dezentralen Wärmepumpen, welche in jedem Gebäude installiert werden. Der notwendige Temperaturhub für das Gebäude findet mittels Wärmepumpen individuell und auf die jeweiligen Bedürfnisse angepasst statt. (siehe 2.2.5)

Rückkühler
&
Wärmepumpe



Schema Variante 4b, zentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe als Ersatz für die Erdwärmenutzung und „kalter“ Fernwärme

2.2.7 Var 4c Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse

Bei dieser Variante handelt es sich nicht um eine eigenständige Variante, sondern um eine „Rückfallebene“, falls die vorgesehene Erdwärmenutzung wie in Variante 4a beschrieben nicht genutzt werden kann. Anstelle der Erdwärmenutzung wird eine zentrale Biomasseanlage gemäss Variante 2 aufgebaut. Der in die Erdwärme investierte Anteil kann dabei nicht weiter verwendet werden und wird deshalb wieder zurückgebaut.

2.3 Flexibilität / Etappierbarkeit

Die **maximale Flexibilität** wird bei der **Variante 1** erreicht. Hier kann individuell für jedes Gebäude zum jeweils „passenden“ Zeitpunkt die Wärmeversorgung auf Biomasse umgestellt werden. Die notwendigen Investitionen fallen dabei immer zum Zeitpunkt an, wenn die neue Anlage gebaut und unmittelbar nach dem Bau auch genutzt wird. Zu beachten ist dabei, dass bei jedem Gebäude „Initialkosten“ anfallen durch Umbau- und Anpassungsmassnahmen bei der Umstellung von Erdgas auf Pelletsheizung. Diese Kosten sind bei der Umrüstung auf Fernwärme (Var 2-4) minimal, da die Kesselanlage demontiert wird, und an deren Stelle eine Fernwärmestation eingebaut wird, welche sehr viel weniger Platz benötigt und nur geringe Service- und Unterhaltsaufwand benötigt.

Der Aufbau des Fernwärmenetzes gemäss Variante 2 und 3 kann bei einer Netzgrösse von unter 2 km Länge durchaus in einer Bauetappe erstellt werden.

Da die Sanierung der Gebäude jedoch zeitlich gestaffelt erfolgt und einige Gebäude davon im oberen Bereich des Areals (nord-westliches Areal) liegen könnte eine Etappierung wie unten dargestellt durchaus sinnvoll sein.

Das **grösste Projektrisiko** und die **geringste Flexibilität** hat die **Variante 4**. Hier muss zuerst in den Projektphasen 1 und 2 die geologische Situation erkundet werden, um dann mit

einer Probebohrung die reale Machbarkeit nachzuweisen. Erst dann kann die neue Energiezentrale gebaut werden, um die Kunden über das Fernwärmenetz mit Wärme zu versorgen. Bis zu diesem Zeitpunkt muss das Fernwärmenetz durch die gasbefeuerte Kesselanlage versorgt werden. Dies entspricht aus ökologischer Sicht in etwa dem heutigen Standard. **Sollte die Geothermieranlage nicht realisierbar sein**, kann in diesem Fall auf die Variante 2 oder 3 zurückgegriffen werden, und eine zentrale Lösung mit Biomasse (Holzhackschnitzel) installiert werden.

Der Bau einer zentralen Wärmeversorgung mit dem Anschluss der einzelnen Liegenschaften an ein Fernwärmenetz ist immer mit einem hohen Initialaufwand und Investitionen verbunden, welche sich erst zu einem späteren Zeitpunkt über bessere Wirkungsgrade und geringeren Betriebs- und Servicekosten amortisieren.

Im Fall der Arealversorgung Magglingen bedeutet das, dass für den Bau des Fernwärmenetzes etwa 9 – 12 Monate reine Bauzeit (ohne Planung und Bewilligung) bei einem Kapitalbedarf von 1,2 bis 1,8 Mio Fr benötigt werden. Wird das Fernwärmenetz in 2 Bauetappen erstellt, so ist für jede Etappe mit ca 6 – 9 Monaten zu rechnen.

Für den Bau der Energiezentrale, welche eine ähnlich Bauzeit wie das Fernwärmenetz hat, jedoch eine längere Planungsphase benötigt, werden je nach Variante nochmals etwa 2,4 Mio Fr Kapital benötigt. Die Umrüstkosten für die neuen Fernwärmestationen fallen dann individuell an, wenn die Gebäude umgebaut werden.

Das bedeutet, dass beim Aufbau einer zentralen Wärmeversorgung die volle Flexibilität erst gegeben ist, wenn sowohl das Fernwärmenetz, als auch die Wesentlichen Teile der Energiezentrale gebaut sind.

Etappierung des Fernwärmenetzes:

Die ältesten Heizzentralen befinden sich am Leitungssast „End der Welt“. Diese müssen zuerst saniert werden. Deshalb kann es durchaus sinnvoll sein das Fernwärmenetz in 2 Etappen zu bauen.

Etappe 1: „oberer Ast“ / End der Welt

Etappe 2: „unterer / zentraler“ Ast / Hauptgebäude

Um die Wärmeversorgung der Liegenschaften für die erste Etappe (oberer Ast) zu gewährleisten muss in der Alten Sporthalle der bestehende (alte) Ölkessel durch einen grösseren Gaskessel mit einer Leistung von ca 750 kW ersetzt werden. Dieser Kessel würde später als Spitzenlast- und Redundanzkessel weiterverwendet.

Damit die Option von Erdwärmenutzung mit dezentralen Wärmepumpen möglich bleibt, muss während der Erkundungsphase (2-4 Jahre) die Wärmeversorgung aus der Alten Halle „provisorisch“ in die neuen Heizzentralen eingespeist werden. Die definitive Einbindung der Heizzentralen kann erst erfolgen, wenn entschieden wurde, welche Variante (welche Wärmequelle) in der Fernwärmezentrale realisiert wird. Damit wird auch festgelegt, ob die Wärmeversorgung in den einzelnen Gebäuden über eine Wärmepumpe mit Erdwärme als Wärmequelle oder mit „konventioneller“ Fernwärmestation mit Biomasse als Wärmequelle erfolgt.

3 Kosten

Die Kostenermittlung für die einzelnen Varianten erfolgte auf folgenden Grundlagen:

1. Wärmeerzeuger
Wärmepumpen, Kessel, Fernwärmestationen
Richtpreisangebote von Lieferanten
2. Energiezentralen, Nebenarbeiten
Kamin, Demontage, MSR, Elektro, Lüftung
Schätzung aus vergleichbaren Projekten
3. Energiezentralen, Baukosten
Baumeisterarbeiten
Schätzung über Bauvolumen (je nach Bauart: Silo / Zentrale) 300.- bis 500 Fr/m³
Schätzung vergleichbarer Projekte (Umbaumaassnahmen)
4. Fernwärmenetz
Tiefbau
Trassemeterpreis nach Rohrdurchmesser und Laufmeter
Rohrbau
Trassemeterpreis nach Rohrdurchmesser und Laufmeter im Graben
Trassemeterpreis nach Rohrdurchmesser und Laufmeter im Keller
5. Erdwärmenutzung
Erkundung, Erschliessung, Nutzung
Basiskosten Studie BBL, Nachfragen bei Geo-Explorers
Vergleich und Varianz mit Vergleichsprojekten (Riehen)

Damit ergeben sich folgende Investitionskosten: (Details siehe Beilage)

Var	Bezeichnung	Kosten Investition	Reserve '(10%)	Honorar '(12%)	Kosten Gesamt	Förder beiträge	Kosten (netto)
Var 1	Dezentrale Energieerzeugung mit Biomasse	3.714.000	371.400	490.248	4.575.648	0	4.575.648
Var 2	Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse	4.867.600	486.760	642.523	5.996.883	0	5.996.883
Var 3	„Mischbetrieb“ Fernwärme mit dezentraler Biomasse für „End der Welt“	4.641.550	464.155	612.685	5.718.390	0	5.718.390
Var 4	Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - warme Fernwärme, - Zentrale Wärmepumpe	13.012.600	1.301.260	1.717.663	16.031.523	4.050.000	11.981.523
Var 4a	Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - kalte Fernwärme, - Dezentrale Wärmepumpe	12.301.650	1.230.165	1.623.818	15.155.633	4.050.000	11.105.633

4 Energiebedarf / Emissionen

Der Energiebedarf und die Emissionsberechnung wurde mit dem Tool „Variantenvergleich Energiesysteme Vers 2.2“ der Stadt Zürich (Amt für Hochbauten) berechnet.

Var	Bezeichnung	Primär-E gesamt MWh/a	Primär-E nicht erneuerbar MWh/a	CO2 t/a	UBP (Mio Punkte)
Var 1	Dezentrale Energieerzeugung mit Biomasse	7.398	1.207	216	481
Var 2	Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse	7.502	431	77	430
Var 3	„Mischbetrieb“ Fernwärme mit dezentraler Biomasse für „End der Welt“	7.559	613	110	446
Var 4	Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - warme Fernwärme, - Zentrale Wärmepumpe	6.069	131	99	142
Var 4a	Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme - kalte Fernwärme, - Dezentrale Wärmepumpe	5.904	136	101	150

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass aus energetischer und ökologischer Sicht die Anlagen mit Nutzung der tiefen Erdwärme die höchste Effizienz aufweisen. Beim CO₂-Ausstoss ist die Erdwärme-Anlage in etwa der Verbrennung von Holzhackschnitzeln ähnlich, da bei der Erdwärme-Variante ein Anteil Erdgas als Spitzenenergie, beziehungsweise beim Ausfall / Reparatur der Geothermieanlage eingerechnet wurde.

Bei den Holzheizungen ist die Verbrennung von Holzpellets sowohl energetisch als auch ökologisch schlechter als die Verbrennung von Holzhackschnitzeln.

Insgesamt sind die Anlagen mit einem Wärmeverteilnetz trotz der Wärmeverluste des Netzes effizienter als die dezentralen Anlagen. Dies liegt einerseits am eingesetzten Brennstoff für die dezentralen Anlagen (Pellets) und andererseits an der höheren Effizienz der zentralen Wärmeversorgung.

Detaillierte Tabellen und Angaben sind in den Beilagen ersichtlich.

5 Beurteilung

Mit dieser Studie soll der Bauherrschaft die Grundlage für die Entscheidung über die zukünftige Versorgungsstruktur geschaffen werden. Die Wärmeversorgung der BASPO-Liegenschaften auf dem Areal Magglingen kann sowohl dezentral als auch zentral erfolgen. Es gibt keine prinzipiellen Hemmnisse für eine der untersuchten Varianten.

5.1 Var 1 Dezentrale Energieerzeugung mit Biomasse

Prinzipiell vorteilhaft ist die zeitliche Flexibilität für die dezentrale Lösung. Bei dieser Variante wird jede Heizzentrale bei Bedarf umgerüstet, das bedeutet, dass die Kosten erst anfallen, wenn die Anlage umgebaut wird. Allerdings ist dies mit höheren Brennstoffkosten und höheren Emissionen verbunden. Ein gewichtiger Nachteil sind sicherlich die einzelnen Brennstoff-Transporte an die Heizzentralen, welche bei den teilweise kleinen Lagerflächen immer wieder durchgeführt werden müssen. Das braucht Betreuung und Logistik.

Die CO₂-Emissionen können von 1480 t/a (Stand heute) auf 231 t reduziert werden.

Die WärmeGESTEHUNGSKOSTEN liegen mit 19,3 Rp/kWh um 18% höher wie die der günstigsten Variante.

5.2 Var 2 Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse

Die Versorgung des Areals mit Fernwärme erscheint bei einer Energiedichte für das Fernwärmenetz von über 3,5 kWh/m naheliegend. Eine zentrale Lösung bietet ausserdem den Vorteil, dass der Unterhalt und der Betrieb einer Zentralen Wärmeversorgung sehr viel Effizienter und meist professioneller erfolgt wie der Unterhalt von vielen kleineren Heizanlagen. Mit einem günstigen, heimischen Brennstoff bleibt nicht nur ein Grossteil der Wertschöpfung lokal erhalten, sondern kann gleichzeitig noch der CO₂-Ausstoss minimiert werden. Für eine zentrale Lösung spricht sicherlich auch, dass bei einer späteren Umrüstung oder Erneuerung lediglich ein System gewechselt werden muss. Somit kann nach Ablauf der Betriebszeit der Wärmezentrale ein neues und wahrscheinlich auch effizienteres System eingesetzt werden. Hier müssten bei der dezentralen Lösung alle Systeme gewechselt werden um einen ähnlichen Effekt zu erhalten.

Der Aufbau eines Wärmenetzes und einer Zentralen Wärmeversorgung hat den Nachteil, dass während des Systemaufbaus Vorinvestitionen getätigt werden müssen, welche sich erst amortisieren, wenn möglichst viele Wärmebezüger an das Netz angeschlossen sind. Dieses Risiko ist bei der Arealversorgung Magglingen sehr gering, da innerhalb einer kurzen Zeitspanne alle eingeplanten Gebäude an das Fernwärmenetz angeschlossen werden. Nach Installation des Wärmenetzes ist es jedoch sehr einfach und unproblematisch die bestehenden Bauten umzurüsten und an das Netz anzuschliessen. Bei Neubauten kann ausserdem der Bau vereinfacht werden, da kein Kamin benötigt wird und der Heizraum sehr viel kleiner ausfällt als mit einer „Standard-Heizanlage“.

Die CO₂- Emissionen können von 1480 t/a auf 77 t/a reduziert werden, was einer Reduktion von 95% gegenüber dem heutigen Zustand bedeutet.

Die Wärmegestellungskosten für diese Variante liegen bei 16,5 Rp/kWh (mit externen Kosten) und sind gemeinsam mit der Variante 4a (Niedertemperatur-Fernwärme mit dezentraler Erdwärmenutzung) die günstigste Variante.

5.3 Var 3 „Mischbetrieb“ Fernwärme mit dezentraler Biomasse für „End der Welt“

Gegenüber der Variante 3 erfolgt nicht die gesamte Wärmeversorgung des Areals mit Fernwärme, sondern der Teil „End der Welt“ wird nach wie vor dezentral versorgt. Das bedeutet eine wirtschaftliche Optimierung des Fernwärmenetzes. Die Energiedichte für das Fernwärmenetz liegt bei dieser Variante bei 5,7 kWh/m nahezu optimal. Da es sich jedoch um kein „homogenes, kompaktes Konzept“ handelt, sondern ein wirtschaftliches Optimum angestrebt wurde können die oben beschriebenen Vorteile der Fernwärmeversorgung nur teilweise genutzt werden. Die CO₂-Emissionen sind fast identisch mit denen der Variante 2.

Die Wärmegestellungskosten für diese Variante liegen bei 17,2 Rp/kWh (mit externen Kosten) und sind somit etwas teurer (5%) gegenüber der günstigsten Variante.

Als Nachteile sind sicherlich die Brennstofflogistik und der Transport des Brennstoffs, sowie der erhöhte Aufwand für Betrieb und Unterhalt zu erwähnen.

5.4 Var 4 Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme **- warme Fernwärme** **- zentrale Wärmepumpe**

Der Aufbau einer Anlage zur Nutzung der Tiefen Erdwärme erfordert eine gewisse Risikobereitschaft, da zu Beginn des Projektes nicht sicher ist, ob das Projekt aus geologischer Sicht realisiert werden kann, also ob genügend Wasser mit ausreichender Temperatur angetroffen wird. Dieses Risiko wird durch eine staatliche Förderung für die Erkundung und geologische Exploration von bis zu 60% der anfallenden Kosten gemindert.

Ein weiteres Risiko ist der Auftritt von Seismizität bei der Nutzung von Erdwärme. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass eine gewisse seismische Aktivität im tiefen Untergrund nie ganz ausgeschlossen werden kann. Sowohl während der Bohrphase, als auch während des Betriebs dürfen seismische Ereignisse nicht ausgeschlossen werden^[KS1]. Die hydrothermale Nutzung in Projekt Magglingen ist jedoch nicht mit dem Tiefengeothermie-Projekt in Basel zu vergleichen. In Basel wurden in 5 km Tiefe mit hohem Wasserdruck unzählige neue Brüche als Wärmetauscher generiert. Jeder Bruch stand gleichzeitig für ein Mikrobeben. In Magglingen soll der bereits natürlich zerbrochene und durchlässige Untergrund genutzt. Es werden keine neuen Brüche erzeugt. Zudem befindet sich das Reservoir in 1.5 km Tiefe, wo die Spannungszustände bzgl. einer Seismizität viel günstiger^[KS2] sind, als in der Tiefbohrung

(Basel, St Gallen) auf 5 km Tiefe. Aus diesen Gründen kann das Bebenrisiko mit spürbaren Magnituden als sehr gering eingestuft werden. Das vergleichbare und bereits seit vielen Jahren bestehende System in Riehen wird seit Jahrzehnten ohne seismische Auffälligkeiten betrieben. Aufgrund der Erfahrungen in Riehen und anderen Projekten mit Nutzung von „mitteltiefen“ Aquiferen ist das Auftreten von spürbaren seismischen Ereignissen als „sehr gering“ einzustufen.

Die Variante der Geothermienutzung mit zentraler Wärmepumpenanlage und Fernwärme weist die grössten Investitionskosten auf, bei grösstem Risiko. Während der Erkundungs- und Bauphase der Geothermieanlage wird das Fernwärmenetz (oder auch die einzelnen Liegenschaften) weiter mit Erdgas betrieben. Sollte sich das Geothermieprojekt als nicht realisierbar erweisen kann jederzeit auf die Variante 2 oder 3 (Betrieb des Fernwärmenetzes mit Biomasse) gewechselt werden.

Jedoch hat diese Anlage die besten Werte bei der Energie-Effizienz, bei den Umweltbelastungs-Punkten und einen sehr geringen CO₂-Ausstoss von 99 t/a, was einer Reduktion von 93% entspricht.

Der Betrieb einer Geothermieanlage ist stabil und weist eine hohe Verfügbarkeit auf. Allerdings ist bei Störungen oder bei Defekten (zum Beispiel der Geothermiepumpe) mit hohen Kosten und einem längeren Betriebsausfall zu rechnen.

Die Wärmegestehungskosten liegen bei 17,0 Rp/ kWh (mit externen Kosten, mit Förderbeitrag) und steigen auf 20,5 Rp/kWh wenn keine Fördergelder eingerechnet werden. Damit liegen die Kosten im besten Fall 4 % über der günstigsten Variante.

5.5 Var 4a Zentrale Wärmeversorgung mit Erdwärme

- kalte Fernwärme**
- dezentrale Wärmepumpen**

Auch für diese Anlagenvariante sind die Feststellungen bezüglich Risiko und Investitionskosten prinzipiell gültig. Die Anlage wurde dahingehend optimiert, dass einerseits durch die kalte Fernwärme die Verluste des Wärmeverteilnetzes minimiert und die Kosten des Netzes reduziert wurden. Ausserdem kann durch den Einbau von dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden sehr individuell auf die Bedingungen jeder Liegenschaft eingegangen werden. Dies sowohl in zeitlicher (terminlicher) als auch in technischer Sicht.

Die Anlage weist ebenfalls eine sehr gute Energie-Effizienz auf, hat ähnlich geringe CO₂-Emissionen (101 t/a) und Umweltbelastungs-Punkte wie die Geothermie-Variante mit zentraler Wärmeherzeugung.

Die Wärmegestehungskosten liegen bei 16,4 Rp/ kWh (ohne externe Kosten, mit Förderbeitrag) und steigen auf 20,1 Rp/kWh wenn die externen Kosten berücksichtigt, jedoch keine Fördergelder eingerechnet werden.

Damit ist diese Variante unter der Berücksichtigung der externen Kosten und der Inanspruchnahme der Fördergelder aus dem CO₂-Gesetz wirtschaftlich die günstigste Lösung. Wenn keine Fördermittel eingerechnet werden ist diese Variante um 22% teurer als die günstigste Variante.

Mit dieser Anlage könnte ein „Leuchtturm-Projekt“ gestartet werden, bei dem gezeigt werden könnte

- Wie die Anlage mit bester Energie-Effizienz und geringstem nicht erneuerbaren Primärenergie-Anteil effizient realisiert werden kann
- Wie tiefe Geothermie mit dezentralen WP individuell nutzbar gemacht werden kann
- Wie eine ökologische Anlage zu vertretbaren Preisen umgesetzt wird
- Wie ein komplexes Projekt trotz grossem Risiko realisiert werden kann

5.6 Var 4b Zentrale Wärmeversorgung mit LW-Wärmepumpen

- kalte Fernwärme**
- zentrale Wärmepumpen**
- dezentrale Wärmepumpen**

Auf diese Variante kann zurückgegriffen werden, wenn die Erdwärmenutzung nicht realisiert werden kann. Die Rahmenbedingungen sind der Erdwärmenutzung sehr ähnlich, jedoch ist ein zusätzlicher Aufwand für den Luft-Wärmetauscher notwendig. Dieser Wärmetauscher ist ausserdem recht gross (ca 8 * 10 m Grundfläche) ,muss offen (sichtbar) aufgestellt werden und ist auch eine nicht unerhebliche Schallquelle.

Die Anlage weist immer noch eine gute Energie-Effizienz auf, hat ähnlich geringe CO₂-Emissionen (100 t/a) und geringe Umweltbelastungs-Punkte (204 UBP) gegenüber der Variante Erdwärmenutzung (150 UBP).

Die Wärmegestehungskosten liegen bei 18,9 Rp/ kWh (ohne externe Kosten, mit Förderbeitrag) und steigen auf 19,3 Rp/kWh wenn die externen Kosten berücksichtigt werden.

Damit verursacht diese Variante dieselben Wärmegestehungskosten wie die dezentrale Versorgung der Gebäude mit Biomasse (Variante1). Das finanzielle Risiko der Erdwärmenutzung ist deshalb durchaus tragbar, selbst unter der Berücksichtigung eines Scheiterns des Erdwärmeprojektes. Die Problematik der terminlichen Abwicklung, der technischen Komplexität und der Kommunikation eines Erdwärmeprojektes bleiben dabei jedoch bestehen.

5.7 Var 4c Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse anstelle Erdwärmenutzung

Bei dieser Variante handelt es sich nicht um eine eigenständige Variante, sondern um eine „Rückfallebene“, falls die vorgesehene Erdwärmenutzung wie in Variante 4a beschrieben

Auf diese Variante kann wie auch auf die Variante 4b (zentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe) zurückgegriffen werden, wenn die Erdwärmenutzung nicht realisiert werden kann. Die Rahmenbedingungen sind dann jedoch gegenüber der Erdwärmenutzung anders, da in diesem Falle mit einer höheren Netztemperatur (70 °C) und ohne dezentrale Wärmepumpen gearbeitet wird.

Die Anlage weist immer noch eine gute Energie-Effizienz auf, hat ähnlich geringe CO₂-Emissionen (77 t/a) und mittlere Umweltbelastungs-Punkte (430 UBP) gegenüber der Variante Erdwärmenutzung (150 UBP).

Die Wärmegestehungskosten liegen bei 18,2 Rp/ kWh (ohne externe Kosten, mit Förderbeitrag) und steigen auf 20,4 Rp/kWh wenn die externen Kosten berücksichtigt werden.

Damit verursacht diese Variante dieselben Wärmegestehungskosten wie die dezentrale Versorgung der Gebäude mit Biomasse (Variante1). Das finanzielle Risiko der Erdwärmenutzung ist deshalb durchaus tragbar, selbst unter der Berücksichtigung eines Scheiterns des Erdwärmeprojektes. Die Problematik der terminlichen Abwicklung, der technischen Komplexität und der Kommunikation eines Erdwärmeprojektes bleiben dabei jedoch bestehen.

5.8 Contracting

Der Contractor errichtet und betreibt die Wärmeerzeugungsanlage auf eigenes Risiko und Kosten auf der Basis von langfristigen Verträgen mit seinen Kunden. Die Anlagen stehen im Eigentum des Contractors und es erfolgt in der Regel ein Grundbucheintrag über den Eigentumsübergang der neuen Heizung im Gebäude des Auftraggebers. Die Vertragslaufzeiten variieren zwischen 10 und 30 Jahren. Das gemeinsame Ziel besteht darin, durch effizientere Wärme-Erzeugung und Wärme-Speicherung wirtschaftliche und ökologische Vorteile zu erreichen. Üblicherweise wird der Contractor die an einem vereinbarten Punkt übergebene und dort mittels Wärmemengenzähler gemessene Wärme-Mengen in Rechnung stellen.

Da in der Regel der Wärmemengenzähler die Schnittstelle zwischen Heizzentrale und den Nutzern im restlichen Gebäude darstellt, liegt es im Interesse des Anlagen-Contractors, die Verluste innerhalb der Heizzentrale (Kessel, Brenner, Speicher, Regelung, Pumpe, etc.) zu minimieren. Die Reduzierung der Wärmeverluste innerhalb des Gebäudes, d. h. in der Wärmeverteilung, an den Heizkörpern und Nutzungsänderungen, ist keine direkte Aufgabe des Contractors.

Die Leistungen des Contractors werden hier nicht über die eingesparte Energie vergütet, es gibt auch keine vertraglich bindende Einspar-Garantie wie beim Energieeinspar-Contracting. Die Kosten des Contractors für Erstellung, Finanzierung, Wartung und Primärenergieeinkauf werden über monatliche/halbjährliche Raten beglichen. In der Regel wird ein zweigliedriges Preissystem vereinbart, das aus einem fixen Grundpreis (GP) – beispielsweise Fr/kW, – und einem variablen Arbeitspreis (AP) – beispielsweise in Fr/kWh– besteht. Meist werden die Preise über Preisgleitformeln geregelt, die eine terminlich fixierte Anpassung der Preise bei veränderten Rahmenbedingungen garantieren: Änderung der Preise für Primärenergie, Material- oder Lohnkosten, etc. Basis für die Preisanpassungen sind häufig die Indexzahlen des Statistischen Bundesamtes

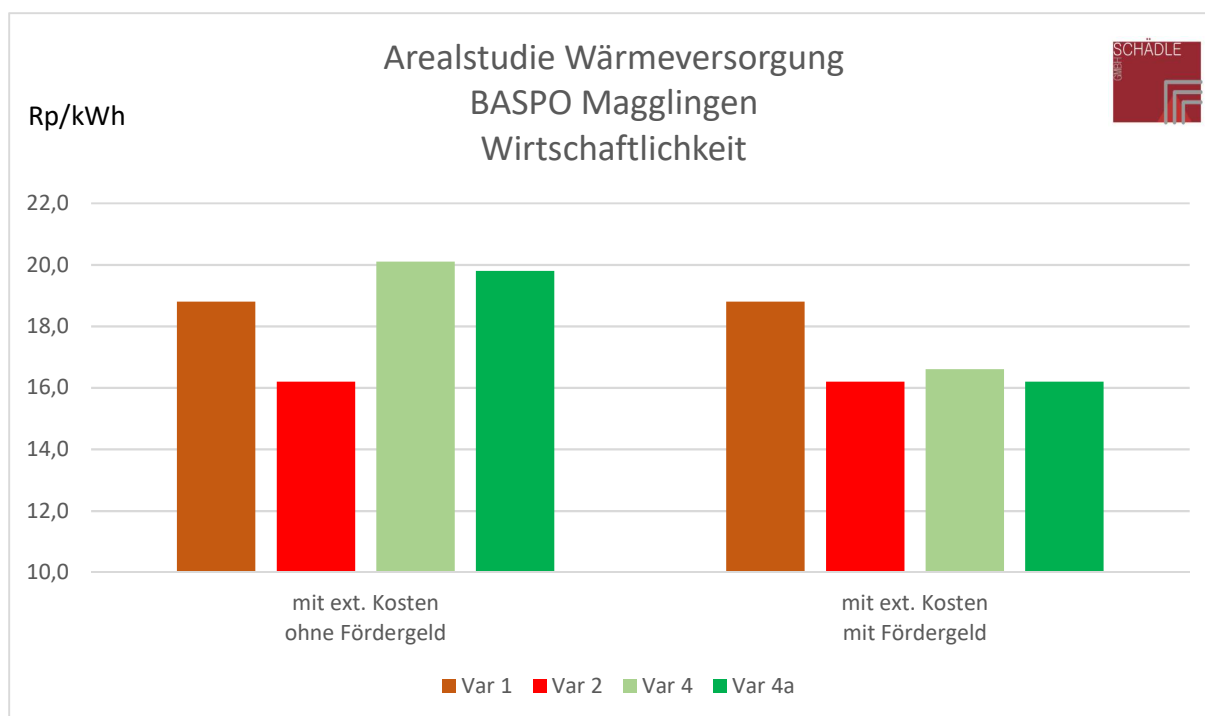
Der Vorteil des Contractings liegt darin, dass die Investitionen und Risiken für den Bau und Betrieb der Wärmeerzeugung ausgelagert sind. Ausserdem kann der notwendige Personalaufwand für den Betrieb der Anlagen minimiert werden. Diese Kosten kalkuliert der Contractor in die Wärmepreise mit ein. Da der Contractor jedoch viele solcher Anlagen betreibt, kann er diese effizienter bewirtschaften und somit die Wärmelieferung auch kostengünstig anbieten. Ein weiterer Vorteil in diesem speziellen Fall ist der, dass ein Contractor nicht nur die eigenen BASPO-Liegenschaften an des Wärmenetz anschliesst, sondern noch weitere Kunden in das Netz einbinden kann und so im Idealfall mit ähnlichem Aufwand mehr Kunden mit Wärme versorgen kann.

5.9 Gesamtbewertung

In der Bewertungsmatrix lässt sich das Optimum bei den Varianten 2 und 4a (Fernwärme mit Biomasse oder Niedertemperatur-Fernwärme mit Erdwärme) definieren, wenn die Fördermittel aus dem CO₂-gesetz für die Nutzung der Erdwärme berücksichtigt werden. Das sind beides Varianten mit der besten Wirtschaftlichkeit verbunden mit hohem erneuerbaren Energieanteil und geringen Emissionen. Werden die Fördermittel nicht berücksichtigt, liegt die Variante 2 in der Wirtschaftlichkeit an erster Stelle. Jedoch sind mit der Erdwärmennutzung sehr gute wirtschaftliche Ergebnisse zu erzielen, wenn die Fördergelder aus dem CO₂-gesetz berücksichtigt werden.

Die beiden Varianten mit Nutzung der tiefen Erdwärme überzeugen durch sehr hohen erneuerbaren Energieanteil und geringen Emissionen. Dem stehen jedoch die höchsten Investitionen und eine etwas höhere Anlagenkomplexität gegenüber.

Werden die externen Kosten der Energieerzeugung berücksichtigt, was bei einer gesamtheitlichen, nachhaltigen Betrachtung der Fall sein sollte, ist die Geothermienutzung ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich attraktiv. Dies jedoch nur, wenn die geologische Erkundung (Seismik, Bohrungen) subventioniert und das vorhandene Risiko abgesichert wird.



Vergleich der Wirtschaftlichkeit (Wärmegestehungskosten)

Var	Bezeichnung	Investition	Jahreskosten	Primärenergie	Energieerneuerbar	Treibhaus-Emissionen	UBP	Flexibel	Wärmekosten
Var 1	Dezentral Biomasse	++	0	--	0	0	-	++	0
Var 2	Zentral Biomasse	+	++	+	+	++	+	0	++
Var 3	„Mischbetrieb“ Biomasse	+	++	+ / 0	+ / 0	++	+	0	+
Var 4	Erdwärme, zentrale WP - warme Fernwärme	--	0	++	++	++	++	--	+ / 0
Var 4a	Erdwärme, dezentrale WP - kalte Fernwärme	--	+ / 0	++	++	++	++	-	+

Bewertungsmatrix der untersuchten Varianten

6 Empfehlung

Die Liegenschaften des BASPO in Magglingen werden heute mit Ausnahme eines Gebäudes (Bernerhaus, Holzpellets) mit Erdgas als Primärenergieträger beheizt. Mit der vorliegenden Studie wurde untersucht, wie dies am besten auf eine emissionsarme, erneuerbare Energieversorgung umgestellt werden kann.

Die Gebäude stehen im Verhältnis zum Energiebedarf der Gebäude in einem geringen Abstand. Das bedeutet, dass die Verbindung der Gebäude durch ein Wärmenetz effizient

und kostengünstig gebaut werden kann. Die Wärmedichte des Wärmeverteilnetzes liegt zwischen 3,6 kWh/ma (Var 2, Var 4) und 5,7 kWh/ma (Var 3): Die Empfehlung des VFS (Fachverband Fernwärme Schweiz) und der Holzenergie Schweiz für den Bau eines Wärmeverteilnetzes liegt bei einer Wärmedichte von mindestens 1 kWh/ma. Die Varianten mit dem Aufbau eines Wärmeverteilnetzes ergaben die beste Wirtschaftlichkeit und die minimalen Emissionen. Ausserdem fallen Arbeiten für Betrieb und Unterhalten der Anlagen ausschliesslich in der Energiezentrale, an einem Punkt an und nicht wie bisher in jeder Heizzentrale, verteilt über das ganze Areal.

Gegen den Bau eines Wärmeverteilnetzes sprechen die höheren Investitionen und die in der Aufbauphase des Netzes geringere Flexibilität. Jedoch ist die Umrüstung der einzelnen Gebäude sehr viel einfacher gegenüber einer Umrüstung von Erdgas auf Pellets, wenn ein Fernwärmenetz vorhanden ist.

Es wird von unserer Seite aus empfohlen, die Gebäude zukünftig über ein zentrales Wärmenetz zu versorgen. Aus ökologischen Gründen empfehlen wir die Nutzung der tiefen Erdwärme näher zu untersuchen und falls technisch machbar, ein Leuchtturmprojekt zu initiieren. Falls ökonomische Ziele im Vordergrund stehen und die Förderbeiträge nicht in Anspruch genommen werden, empfehlen wir als Primärenergieträger die Nutzung von Biomasse, in Form der lokal erzeugten Holzhackschnitzel.

Der Fernwärmeast zur Versorgung der Gebäude „End der Welt“ weist mit knapp 1 kWh/ma keine optimale Auslastung auf. Hier ist die Entscheidung eher strategisch geprägt: Soll das Areal möglichst einheitlich versorgt werden? – Welche weiteren Infrastrukturmassnahmen sind geplant um diese Gebäude zu versorgen? Gibt es hier Synergien, welche den Aufbau eines Wärmenetzes rechtfertigen?

Sollte die Idee der tiefen Erdwärmenutzung im Vordergrund stehen, empfehlen wir, die Ausarbeitung eines Projektes zur Umsetzung der Variante 4a mit Erdwärmenutzung, kaltem Wärmenetz und dezentralen Wärmepumpen. Hierzu sind in einer ersten Phase geologische Erkundungen (Seismik-Kampagne) durchzuführen, welche die mögliche Nutzung der tiefen Erdwärme erhärten. Der Zeitbedarf einer solchen Untersuchung liegt bei 1 ½ bis 2 Jahren, die Kosten werden in der Grössenordnung von 1,5 – 2 Mio Fr liegen. Für die Realisierung des Erdwärmeprojektes sind verschiedene „Abbruchkriterien“ im Rahmen der Projektbearbeitung vorgesehen. Es ist möglich bei einem notwendigen Abbruch des Erdwärmeprojektes sowohl auf die Variante „Biomasse“ (Variante 2) als auch auf eine Variante mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe als „Ersatz“ für die Erdwärmenutzung zu wechseln.

Karl-Heinz Schädle
Schädle GmbH