

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Machbarkeitsstudie ENVESTA Luiki
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie - Solare Großanlagen 2021
Dauer:	07.12.2022 bis 31.12.2023
Kontaktperson Name:	ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH, Ing. Stephan Weissensteiner, MSc
Kontaktperson Adresse:	Hauptstrasse 167 8911 Admont
Kontaktperson Telefon:	+43 (3613) 2312 432
Kontaktperson E-Mail:	STWE@envesta.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	JOHANN REINALTER KG (Stmk) Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien GmbH (Stmk)
Schlagwörter:	Solarthermie, Großwärmepumpe, Langzeit- Wärmespeicher
Auftragssumme:	74.418,00 €
Klimafonds-Nr:	C237284
Erstellt am:	21.12.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Die ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH plant eine Erweiterung des Wärmenetzes Admont, um auch das Gebiet Hall Süd mit Wärme zu versorgen, wo derzeit kein Wärmenetz existiert. Im Gebiet Hall Süd hat Envesta das Luiki Areal in ihrem Besitz, welches als Drehscheibe für erneuerbare Energie dienen und eine Kombination von Wärme- und Stromerzeugung ermöglichen soll.

Die Zielsetzung umfasst die Errichtung von Wärmeerzeugungs- und Speicheranlagen, um den Wärmebedarf des Ausbaugebiets Hall Süd mit erneuerbaren Energien zu decken. Hauptkomponenten sind ein solarthermisches Kollektorfeld, ein saisonaler Wärmespeicher, eine Großwärmepumpe, Power-to-Heat durch einen elektrischen Heizstab, die Nutzung von Wärme aus dem Bestandsnetz in Admont sowie potentiell die Nutzung von Abwärme aus der Kläranlage Admont/Hall.

Um die Rahmenbedingungen für die Solarthermie einzugrenzen, wurde die Einbindung der Kläranlage bereits zu Beginn untersucht. Basierend auf gemessenen Abwassermengen und Abwassertemperaturen, könnte die Wärmepumpe eine potenzielle thermische Leistung von 223-238 kW bereitstellen. Durch die Nutzung des ganzjährig verfügbaren Abwassers als Wärmequelle wird hier mit einer Betriebsdauer von 8,000 h/a gerechnet. Die ökonomische Bewertung erfolgte über Wärmegestehungskosten, berücksichtigt über 25 Jahre. Die Ergebnisse zeigten, dass die Rentabilität derzeit nicht gegeben ist, da die Wärmegestehungskosten die aktuellen Wärmegestehungskosten im Netz Admont deutlich übersteigen. Die Hauptkostenquelle ist der Stromverbrauch der Wärmepumpe. Aufgrund dieser wirtschaftlichen Unrentabilität wurde die Kläranlage nicht weiter als Wärmequelle berücksichtigt.

Die Machbarkeitsstudie untersuchte in Folge drei Varianten zur Wärmeversorgung des Gebiets Hall Süd. In allen Varianten ist der gesamte Wärmebedarf gleich groß, die Varianten unterscheiden sich jedoch durch einen unterschiedlichen Erzeugungsmix, der in allen drei Fällen aber den gesamten Wärmebedarf abdecken kann.

Variante 1 - Kein Ausbau des Bestandsnetzes Admont: In dieser Variante wurde eine solarthermische Großanlage (10.000 m²) mit einem Großwärmespeicher (20.000 m³) und einer Wärmepumpe (1.400 kW) betrachtet. Die maximale Fläche der solarthermischen Anlagen wird hierbei durch einen eingeschränkte Flächenverfügbarkeit begrenzt. Von Admont können in dieser Variante 500 kW nach Hall Süd transportiert werden. Zwei Szenarien (Var. 1.1: mit und Var 1.2: ohne Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab mit 1.000 kW) zeigen eine solare Deckung von etwa 50%, wobei im Sommer sogar 100% erreicht werden können. Die Kostenanalyse über 25 Jahre zeigt, dass die Variante mit el. Heizstab (Var. 1.1) wirtschaftlich etwas vorteilhafter ist und in mittleren Wärmegestehungskosten (über 25 Jahre) von 63 €/MWh resultiert.

Variante 2 - Ausbau des Bestandsnetzes Admont: Hier erfolgt der Ausbau des Bestandsnetzes, um 1.000 kW von Admont nach Hall Süd zu transportieren. Die solarthermische Anlage (10.000 m²) wird mit einem Speicher (8.000 m³), einer Wärmepumpe (600 kW) und der Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab mit 1.000 kW kombiniert. Durch die höhere Leistung aus dem Bestandsnetz Admont können der Speicher und die Wärmepumpe kleiner dimensioniert werden. Die solare Deckung beträgt etwa 46%, mit minimalen Unterschieden zwischen den Szenarien mit (Var. 2.1) und ohne (Var.

2.2) el. Heizstab. Auch hier zeigt sich, dass die Variante 2.1 mit el. Heizstab wirtschaftlich günstiger ist und in mittleren Wärmegestehungskosten (über 25 Jahre) von 57 €/MWh resultiert.

Referenzvariante - Biomasseverbrennung: Die Biomasseverbrennung (2.000 kW) mit einem Pufferspeicher (100 m³) wird als Alternative zu den Solarthermie-Lösungen betrachtet. Diese Variante kann das Gebiet Hall Süd ebenfalls ganzjährig zu 100% versorgen. Die Wärmegestehungskosten sind jedoch höher im Vergleich zu den solarthermischen Lösungen (77 €/MWh).

Fazit: Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 2 über 25 Jahre betrachtet, die ökonomisch beste Variante darstellt. Innerhalb von Variante 2 kann die Einbindung der Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab als sinnvolle Variante empfohlen werden, da hierdurch Überschussstrom aus PV- und Wasserkraftanlagen einfach und sinnvoll genutzt werden kann, was zu einer Stabilisierung der Stromnetze beiträgt. Auch ökonomisch ist diese Variante vorteilhafter, auch wenn der Unterschied zur Variante ohne Power-to-Heat Anlage marginal ausfällt. Variante 2.1 stellt daher die empfohlene Variante dar.

2 Hintergrund und Zielsetzung

2.1 Ausgangslage

ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH ist Wärme und Stromversorger in Admont und Umgebung. Das Unternehmen nutzt Abwärme (derzeit max. 6,6 MW_{th}) aus Trocknungsanlagen der benachbarten Admonter Holzindustrie AG, um das lokale Fernwärmenetz zu versorgen. 552 Haushalte inkl. dem Stift Admont werden derzeit mit ca. 20.000 MWh/a Fernwärme versorgt. Längerfristiges Ziel der ENVESTA ist ein weiterer Ausbau des lokalen Fernwärmenetzes, der Anschluss neuer KundInnen und die Erzeugung der Wärme durch erneuerbare Energiequellen. Dazu wurden bereits erste Potentialstudien für den Netzausbau durchgeführt, die als Basis für die vorliegende Machbarkeitsstudie dienen (Ausbaupotential 4,9 MW, siehe Abbildung 1). Zurzeit sind in den im Potentialgebiet befindlichen Gebäuden zumeist Ölheizungen installiert (lt. Schätzungen 1.100 – 1.300 Stück), die durch erneuerbar erzeugte Fernwärme substituiert werden können. Ein Gasnetz existiert im Admonter Raum nicht.



Abbildung 1: Abschätzung des Fernwärmepotentials im Ausbaubereich Hall Süd, Gesamt 4,9 MW potentielle Abnahmeleistung, Potentialgebiete Rot, (Quelle: ENVESTA)

Das in Abbildung 1 markierte Luiki-Areal befindet sich als strategisches Investment bereits im Besitz der ENVESTA. Das ca. 41.000 m² große Areal wurde in der Vergangenheit als Produktionsstätte für Betonzeugnisse verwendet (Industriegelände Widmung, bestehende Gebäude werden nicht weitergenutzt) und nach der Stilllegung von ENVESTA erworben. Durch die strategisch günstige Lage im Fernwärmeausbaubereich Hall Süd und die großen verfügbaren Flächen soll das Grundstück visionär zu einer Drehscheibe für erneuerbare Energie im Admonter Raum entwickelt werden. Dazu ist ein mehrstufiger Ausbau des Areals geplant, der erste Schritt besteht in der geplanten Umsetzung einer solarthermischen Großanlage inkl. Speicher und Großwärmepumpe.

Zusätzlich zur günstigen Positionierung in Relation zu potentiellen Wärmekunden liegt das Areal auch zentral für mehrere bestehende und zukünftige Anlagen zur Stromerzeugung und -verteilung. Die ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH plant auch in diesem Geschäftszweig einen massiven Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und wird Teile des Luiki Areals als Knotenpunkt für diese Assets entwickeln. Geplant sind in der direkten Umgebung von Admont unter anderem PV-Anlagen mit 40 MWp, ein Windpark mit 36 MW sowie ein Stromspeicher-Projekt, dessen Leistung sich im MW-Bereich befinden wird. Das Luiki Areal wird hier als Netzknoten zur Anbindung dieser Ausbauten in Betrachtung gezogen. Daher kann das Luiki Areal in seiner zukünftigen Funktion als kombinierte Energiedrehscheibe für Wärme und Strom von dieser Doppelnutzung profitieren, da über Sektor koppelnde Technologien wie die angedachte Großwärmepumpe (Power-to-heat) der Nutzungsgrad der geplanten Solaranlage sowie das Speichermanagement signifikant verbessert werden können.

2.2 Zielsetzung (Daten laut Antrag)

Am Standort Luiki sollen Wärmeerzeugungs- und Speicheranlagen errichtet werden, um Teile des bzw. den gesamten Wärmebedarf des Ausbaugebiets Hall Süd mit erneuerbaren Energien zu decken. Das angestrebte Anlagenkonzept, welches im Zuge der Machbarkeitsstudie hinsichtlich Dimensionierung und Anwendbarkeit untersucht wurde, besteht aus den folgenden Hauptkomponenten.

- **Solarthermisches Kollektorfeld**
Die Zieltemperatur der Kollektoren wurde mit 85°C angenommen, diese kann in den Wintermonaten mithilfe der Großwärmepumpe auf nutzbare Niveaus für das geplante Fernwärmenetz Hall Süd gehoben werden (Vorlauftemperatur 80°C). Entsprechend ersten Abschätzungen basierend auf ¹ wurde eine Kollektorfläche von 15.000 m² (Grundfläche von 25.000 m²) als Basis verwendet.
- **Großwärmespeicher**
Um die solarthermischen Kollektorfelder nicht nur für die Abdeckung des gesamten sommerlichen Bedarfs einsetzen zu können, soll ein saisonaler Großwärmespeicher in das System integriert werden. Im Konzept wird ein aktives Speichernutzungskonzept mittels Wärmepumpenunterstützung angestrebt (siehe Power-to-Heat mittels Großwärmepumpe).
- **Power-to-Heat mittels Großwärmepumpe für Solarunterstützung/Speicherbewirtschaftung**
Im Konzept wird eine Großwärmepumpe vorgesehen. Einerseits wird diese genutzt, um die erforderliche Netztemperatur zu erreichen, wenn die Solarthermie-Vorlauftemperatur zu gering ist. Andererseits wird sie zur Speicherbewirtschaftung eingesetzt. Dadurch erhöht sich die Speicherdichte sowie der Ertrag der solarthermischen Anlage und damit die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage.
- **Power-to-Heat mittels elektrischem Heizstab**
Um kurzfristig verfügbaren Überschussstrom aus der Erzeugung von PV- und Windkraft-Anlagen, die zukünftig ebenfalls von ENVESTA betrieben werden, nutzen zu können wird ein elektrischer Heizstab in den Großwärmespeicher eingebracht. Dadurch kann Überschussstrom sinnvoll verwendet und das Stromnetz stabilisiert werden.
- **Kläranlage Admont**
Die Auskoppelung von Wärme aus dem Abwasser der Kläranlage Admont inklusive Anhebung der Vorlauftemperatur auf das geforderte Niveau des Wärmenetzes (80°C) über eine Wärmepumpe wird als zusätzliche Möglichkeit zur Bereitstellung von Wärme mitbetrachtet.

2.3 Beteiligte Partner

ENVESTA Energie- & Dienstleistungs-GmbH: Betreiber des Fernwärmenetzes und der Stromerzeugungsanlagen (PV und Wasserkraft), Betreiber des Stromnetzes, Bereitstellung Betriebsdaten

AEE GmbH: Bewertung des Bestandssystems, neues thermisches Anlagenkonzept inkl. Konzept für Wärmespeicher in Kombination mit Solarthermie und Wärmepumpe, Anlagensimulation und Dimensionierung sowie Variantenrechnung, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Berichtserstellung

Reinalter KG: Beratende Tätigkeiten, Wirtschaftlichkeitsanalyse Fernwärmeausbau Hall Süd, technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeitsanalyse der Modernisierung des Fernwärmesystems in Admont

¹ Fink et. al, Solare Großanlagen – Aggregierter Bericht zur wissenschaftlichen Begleitforschung 2010-2015
<https://solare-grossanlagen.at/begleitforschung/>

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

3.1 Erarbeitung der technischen Rahmenbedingungen

3.1.1 Wärmeleistungsbedarf

Der gesamte potenzielle Wärmeleistungsbedarf im Ausbaugbiet Hall Süd liegt, wie in Kapitel 3.1 dargestellt, bei 4,9 MW. Dieser Leistungsbedarf würde sich ergeben, wenn alle Haushalte und alle potenziellen Neubauten an das Fernwärmenetz angeschlossen werden, was allerdings nicht der Fall sein wird. Basierend auf den Erfahrungswerten von Envesta kann im Endausbau im Gebiet Hall Süd mit einer maximalen Anschlussleistung von 3,0 MW gerechnet werden. Auf diesen Wärmeleistungsbedarf wird das Wärmeversorgungssystem ausgelegt.

Bei der Dimensionierung des Wärmeversorgungssystems, muss zusätzlich ein Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt werden. Dieser beschreibt im Verbund mit vielen Wärmeabnehmern den Effekt, dass praktisch zu keinem Zeitpunkt alle Wärmeverbraucher gleichzeitig die maximale Leistung beziehen, und berechnet sich aus dem maximal gleichzeitig anfallenden Wärmeleistungsbedarf im Verhältnis zum gesamten abonnierten Wärmeleistungsbedarf.

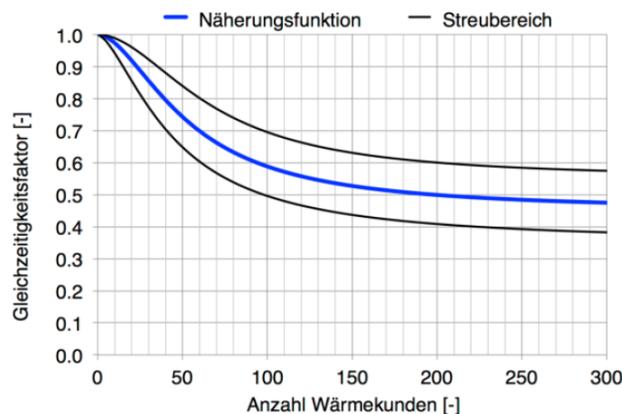


Abbildung 2: Funktion und Streubereich für den Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der Anzahl der Wärmekundinnen/-kunden²

In Abbildung 2 ist der Gleichzeitigkeitsfaktor als Näherungsfunktion in Abhängigkeit der Anzahl der Wärmekundinnen und -kunden dargestellt. Die Abschätzung der realen Gleichzeitigkeit beruht auf einer fundierten Kenntnis der Abnehmerstruktur und viel Erfahrung. Im Ausbaugbiet Hall Süd wird bei der maximalen Anschlussleistung von 3,0 MW mit ca. 180 Wärmekunden gerechnet. Daraus ergäbe sich ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,4 – 0,6. Allerdings liegt Admont im alpinen Raum, wo aufgrund der erfahrungsgemäß tiefen Außentemperaturen im Winter ein höherer Wärmeleistungsbedarf zu Spitzenzeiten auftritt. In Abstimmung mit Reinalter KG, welche als Planer für das bestehende Fernwärmenetz in Admont verantwortlich war, wurde ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,85 für das Ausbaugbiet Hall Süd festgelegt.

Zuletzt ist der Verlust im Wärmenetz zu berücksichtigen, um die notwendige Einspeiseleitung zu bestimmen. Die Netzverluste sind definiert als Differenz zwischen der einem Wärmenetz zugeführten und der von allen Wärmeabnehmern bezogenen Wärmemenge. Die Netzverluste werden üblicherweise als prozentueller Wert der eingespeisten Wärmemenge angegeben. Bestimmend für die

² Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke: Planungshandbuch, 3. Auflage, 2022

Netzverluste ist die vorherrschende Netzverlustleistung, die von der Temperaturdifferenz zwischen Fernwärmemedium und Umgebung (Erdreich), der Dämmqualität der Fernwärmerohre und der Rohrdimension abhängt. Aus der Erfahrung mit dem bestehenden Wärmenetz in Admont wurden die Netzverluste mit 10% angesetzt.

Die maximal notwendige Leistung der Erzeuger (P_{max}) errechnet sich unter Berücksichtigung der angeführten Aspekte nach Gleichung 1 und ergibt sich mit 2,83 MW.

$$P_{max}[MW] = \frac{\text{Anschlussleistung [MW]}}{(1 - \text{Netzverluste [-]})} \cdot \text{Gleichzeitigkeit [-]} = \frac{3,0}{1 - 0,1} \cdot 0,85 = 2,83 \text{ MW} \quad \text{Gl. 1}$$

3.1.2 Wärmebedarf

Bei bestehenden Bauten erfolgt die Berechnung des gesamten Jahreswärmebedarfs in der Regel aufgrund des bisherigen Endenergieverbrauches. Da diese Daten für das gesamte Ausbaugbiet Hall Süd bis dato nicht verfügbar sind, wurde der Wärmebedarf basierend auf den Erfahrungswerten des bestehenden Netzes in Admont berechnet. Dies wurde als zulässige Methodik angesehen, da die Abnehmerstruktur in Admont und Hall Süd vergleichbar ist (größtenteils Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser).

Als Basis wurde das Lastprofil des Wärmenetzes Admont im Zeitraum 05/2022 – 04/2023 herangezogen (Abbildung 3). Dieses Lastprofil, das die von allen Wärmeerzeugern in das Netz eingespeiste Wärme darstellt, wurde von der in diesem Zeitraum aufgetretenen Maximalleistung (3,6 MW) auf die zuvor ermittelte Maximalleistung für das Ausbaugbiet Hall Süd (2,83 MW) skaliert.

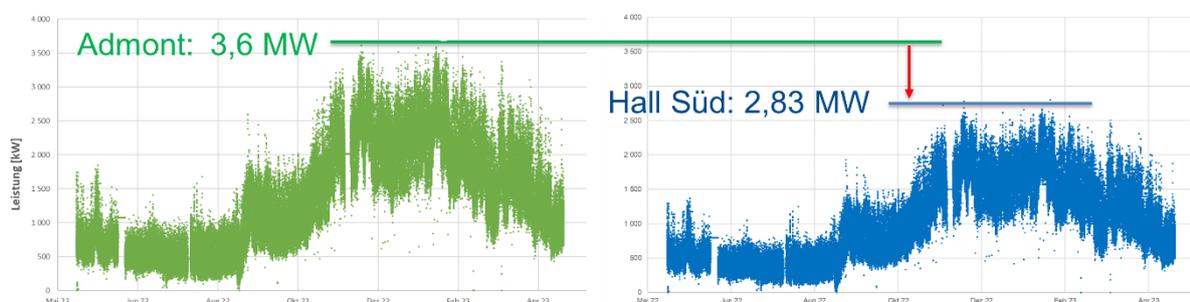


Abbildung 3: Lastprofil des Wärmenetzes Admont im Zeitraum 05/2022 – 04/2023

Basierend auf diesem Ansatz wurde ein gesamter Wärmebedarf für das Ausbaugbiet Hall Süd von 8.523 MWh/a berechnet.

3.1.3 Temperaturniveau

Das bestehende Wärmenetz in Admont wird mit einer Vorlauftemperatur von 90°C versorgt. Für das Ausbaugbiet in Hall wird davon ausgegangen, dass durch den Einsatz von hochgedämmten Fernwärmerohren (z.B. Dämmserie 3) eine Vorlauftemperatur von 80°C ausreichen wird. Die Auslegung der Wärmeerzeuger erfolgt daher auf die Vorlauftemperatur von 80°C.

3.1.4 Mögliche Komponenten der Wärmebereitstellung

3.1.4.1 Solarthermie und Großwärmespeicher

Nach umfassender Abstimmung mit den Projektpartnern wurde eine verfügbare Aufstellfläche von ca. 17.000 m² auf dem Luiki-Areal identifiziert. Das entspricht einer **Kollektorfläche von 10.000 m²**, welche als maximale Fläche für alle weiterführenden Schritte verwendet wurde.

Die Solarthermieanlage wird mit einem Großwärmespeicher gekoppelt. Das notwendige Volumen des Speichers wurde in der Beantragung mit 40.000 m³ abgeschätzt. Durch die gegenüber dem Antrag reduzierte Solarkollektorfläche verkleinert sich auch das notwendige Speichervolumen. Das tatsächlich notwendige Speichervolumen wird bei der Dimensionierung der einzelnen Varianten ermittelt.

3.1.4.2 Power-to-Heat mittels Großwärmepumpe für Solarunterstützung und Speicherbewirtschaftung

Die Leistung der Großwärmepumpe wird bei der Dimensionierung der einzelnen Varianten ermittelt mit dem Ziel, ganzjährig (außerhalb der Sommerperiode und bei geringerer Solar-Vorlauftemperatur) die notwendige Vorlauftemperatur im Wärmenetz zu erreichen. Zudem kann die Wärmepumpe die unteren Speicherschichten als Quelle nutzen und die Speichertemperatur oben erhöhen, wodurch nicht nur die maximale Speicherkapazität steigt, sondern durch die Absenkung der mittleren Betriebstemperaturen auch die Effizienz der solarthermischen Anlagen erhöht wird (= Speicherbewirtschaftung).

3.1.4.3 Power-to-Heat mittels elektrischem Heizstab

Um kurzfristig verfügbaren Überschussstrom aus der Erzeugung von PV-, Wasserkraft- und zukünftig auch Windkraft-Anlagen nutzen zu können, wird ein elektrischer Heizstab in den Großwärmespeicher integriert. Der elektrische Heizstab wird ausschließlich mit Überschussstrom betrieben. Im Gegensatz zu einer Wärmepumpe sind die Investkosten für einen elektrischen Heizstab deutlich geringer (Details siehe Abschnitt 3.3.2), weshalb diese Variante anstatt einer größeren Wärmepumpe gewählt wird. Basierend auf der momentanen Stromerzeugung durch PV und Wasserkraft wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern die maximale Leistung des Heizstabes mit **1 MW** festgelegt.

3.1.4.4 Wärmenetz Admont

Das Wärmenetz Hall-Süd soll an das bestehende Wärmenetz in Admont angebunden werden, um einen bidirektionalen Wärmetransfer zwischen den beiden Wärmenetzen zu ermöglichen.

Mit der bestehenden Infrastruktur des Wärmenetzes in Admont wird von einer maximalen Wärmeleistungskapazität von 500 kW ausgegangen, die vom Bestandsnetz in Admont in das Ausbaubereich Hall Süd transportiert werden kann. Als zweites Szenario wurde ein Ausbau der bestehenden Infrastruktur in Admont betrachtet. Ziel war es, eine Wärmeleistung von 1.000 kW anstatt 500 kW für das Ausbaubereich Hall Süd zur Verfügung zu stellen. Dieses Szenario erfordert einen Ausbau der bestehenden Fernwärmeleitungen in Admont, um die erhöhte Leistung nach Hall Süd transportieren zu können.

Somit wurden folgende **2 Szenarien** in der Machbarkeitsstudie behandelt, die in einer unterschiedlichen Erzeugerkapazität in Hall Süd resultieren:

- **Kein Ausbau** des Bestandsnetzes Admont: **max. 500 kW** aus dem Bestandsnetz Admont für Hall Süd verfügbar
- **Ausbau** des Bestandsnetzes Admont: **Erweiterung der Transportleistung auf 1.000 kW** aus dem Bestandsnetz Admont für Hall Süd

3.1.4.5 Kläranlage Admont/Hall

Die Kläranlage Admont/Hall liegt nördlich der Enns und ist nur ca. 600 m vom Luiki-Areal entfernt (siehe Abbildung 4). Eine mögliche Erweiterung des geplanten Wärmenetzes Richtung Kläranlage war daher naheliegend, um das Abwasser der Kläranlage als Wärmequelle für Wärmenetz zu nutzen.

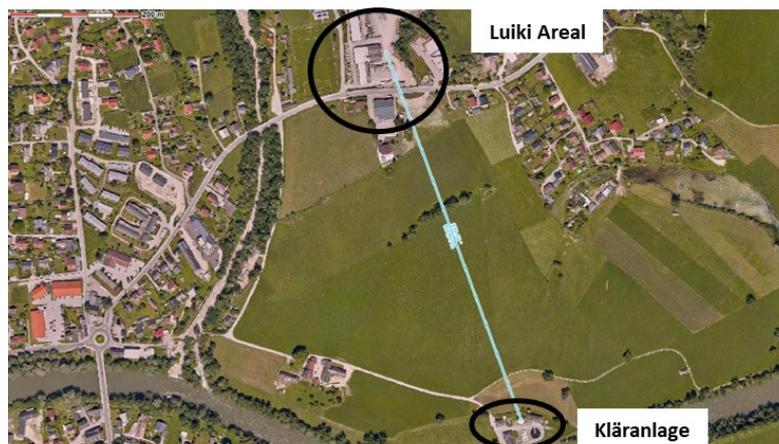


Abbildung 4: Lage der Kläranlage und potenzielle Anschlussleitung an das Luiki-Areal. Quelle: Envesta

3.1.4.6 Referenzszenario - Biomassefeuerung

Es ist nicht möglich, das gesamte Ausbaugelände Hall Süd mit den Kapazitäten der bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen in Admont zu versorgen. Um Hall Süd mittels Fernwärme versorgen zu können, ist daher ein Neubau einer Wärmeerzeugungsanlage mit einer Leistung im Bereich von etwa 2 MW notwendig. Die gebräuchlichste Form der Wärmeerzeugung für Fernwärmesystem in dieser Leistungsklasse in Österreich stellt die Verbrennung von Hackgut (Biomasse) dar. Daher wurde der Neubau einer Biomasse-Feuerungsanlage als Referenzszenario für die wirtschaftliche Bewertung der unterschiedlichen Varianten von Solarthermie-Anlagen herangezogen.

3.1.5 Strombereitstellung

Envesta ist im Besitz von 10 Kleinwasserkraftwerken und 9 Photovoltaikanlagen, die einen Leistungsbereich zwischen 100 kW und 2,5 MW aufweisen. Von diesen genannten Kraftwerken befinden sich insgesamt 10 Anlagen im Netzgebiet der Envesta. Die Kleinwasserkraftwerke liefern in den Frühjahrsmonaten im Zuge der Schneeschmelze eine Überproduktion an elektrischer Energie und die Photovoltaikanlagen in den Monaten März bis August. Bei der Überproduktion sind vor allem die Wochenenden in den Monaten April und Mai betroffen, da zu diesen Zeitpunkten beide Erzeugungstechnologien am Maximum betrieben werden können und an Wochenenden mit geringerer Abnahme zu rechnen ist. Zur Stabilisierung des Netzes sowie um wirtschaftliche Einbußen durch Überschussstrom zu vermeiden (Stromverkauf zum negativ-Preis an Strommarkt), wurde ein Überschussstrom-Konzept definiert. Da die Stromerzeugung aus Wasserkraft besser geplant und geregelt werden als jene aus PV-Anlagen, wurden in der vorliegenden Machbarkeitsstudie die

Erzeugerprofile der bestehenden PV-Anlagen zur Definition der Verfügbarkeit von Überschussstrom herangezogen. Dieses Überschussstrom-Konzept kann nach Bedarf auch auf die zukünftigen Wind-Kraftwerke ausgeweitet werden.

Die Prioritäten der Überschussnutzung wurde wie folgt definiert:

1. Wärmepumpe: Vorlauftemperaturenanhebung
2. Wärmepumpe: Umschichten
3. Elektrischer Heizstab

Die Vorlauftemperaturenanhebung ist nur dann aktiv, wenn diese von der Regelung benötigt wird (Temperatur im Speicher bzw. Solarthermie-Kollektortemperatur unter 80°C). Wenn weiterhin noch Überschussstrom zur Verfügung steht, wird der Heizstab aktiviert.

Ist keine Vorlauftemperaturenanhebung über die Wärmepumpe notwendig, dann schichtet die Wärmepumpe mit dem Überschussstrom den Großwärmespeicher um. Weiterer Überschussstrom wird wieder für den Heizstab verwendet.

Der komplette Überschuss-Strom (tagsüber bzw. vorwiegend Sommer und Übergangszeit), welcher von der Wärmepumpe und dem Heizstab genutzt wird (Bilanzierung 15-Minuten-Schritte), wird in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 0 €/kWh angesetzt.

3.2 Einbindung der Kläranlage in das Wärmenetz Hall Süd

Kläranlagen in Verbindung mit einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe werden mehr und mehr als Wärmeerzeuger für Wärmenetze genutzt. Aufgrund des ganzjährig stabilen Temperaturniveaus (Abbildung 5) eignet sich das Abwasser sehr gut als Wärmequelle. Dabei wird zumeist das gereinigte Abwasser als Wärmequelle verwendet.

Um die Rahmenbedingungen für die Auslegung der Solarthermie-Anlage in der Machbarkeitsstudie festlegen zu können, wurden die Dimensionierung und die ökonomische Betrachtung einer Einbindung der Kläranlage in das Wärmenetz Hall Süd gleich zu Beginn der Machbarkeitsstudie untersucht.

3.2.1 Dimensionierung

Die Dimensionierung hinsichtlich der erzeugbaren Wärmeleistung und der Wärmemenge wurde basierend auf den gemessenen Monatsmittelwerten der Abwassermenge und der Abwassertemperatur vorgenommen. Abbildung 5 zeigt die Messwerte aus dem Betriebsjahr 2022.

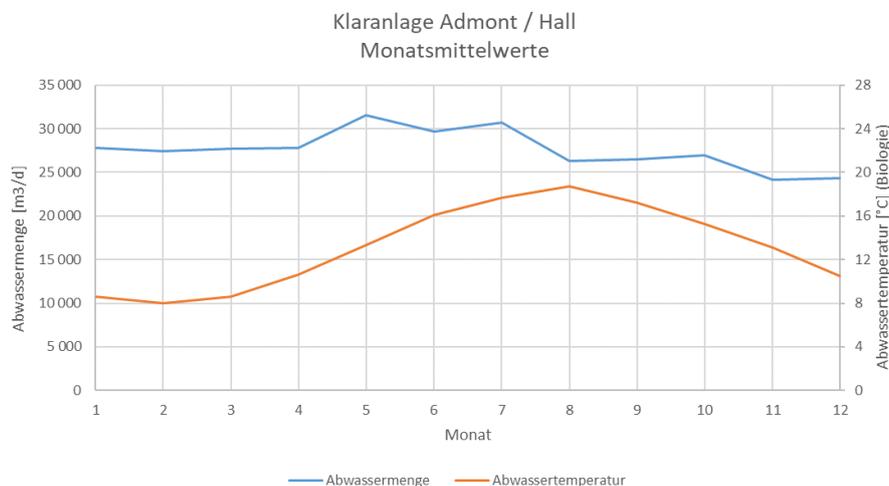


Abbildung 5: Betriebsdaten der Kläranlage Admont / Hall. Zeitraum: 01/2022 – 12/2022. Quelle Envesta

Die Mittelwerte der Abwassermenge und der Abwassertemperatur wurden für die Auslegung der Wärmepumpe herangezogen, welche das für das Wärmenetz benötigte Temperaturniveau von 80°C bereitstellt. Die Wärmeleistung, welche dem Abwasser entzogen werden kann, errechnet sich aus der Abwassermenge, wobei erfahrungsgemäß mit einer Menge von 70% der gemessenen Abwassermenge gerechnet werden kann, da ca. 30% von Starkregenereignissen stammt. Eine übliche Absenkung der Abwassertemperatur durch die Wärmepumpe beträgt 5 K. Durch die relativ konstante Abwassermenge kann die Wärmepumpe nahezu durchgehend betrieben werden und es wird mit einer Betriebsstundenzahl von 8.000 h/a gerechnet.

Basierend auf den Temperaturen von Abwasser, Vorlauf im Wärmenetz und Parametern der Wärmepumpe wird der COP errechnet, welcher sich mit 3,2 ergibt. Aus der Erfahrung bei bestehenden Wärmepumpen, welche Abwasser als Wärmequelle nutzen und auf Vorlauftemperatur eines Wärmenetzes bringen (80-85°C), kann der COP aber auch unter 3 liegen. Daher wurden COPs von 2,8 bis 3,2 für die Bewertung herangezogen und es ergeben sich unterschiedliche thermische Leistungen der Wärmepumpe (223-238 kW) bei gleichbleibender Entzugsleistung aus dem Abwasser.

In Tabelle 1 sind die relevanten Auslegungsparameter der Wärmepumpe, der errechnete COP und die errechnete Wärmeleistung zusammengefasst.

Tabelle 1: Auslegungsparameter der Wärmepumpe für die Kläranlage

	Einheit	Wert
<u>Betriebsdaten der Kläranlage</u>		
Mittlere Abwassermenge	m ³ /Monat	16.907
Abwassermenge bei trockenem Wetter	m ³ /Monat	11.835
Mittlere Abwassertemperatur	°C	13,1
<u>Daten zur Auslegung der Wärmepumpe</u>		
Mittlere Vorlauftemperatur (Einspeisung in das Wärmenetz)	°C	80
Temperaturabsenkung des Abwassers	°C	5
Spreizung Kondensator / Verdampfer	°C	2
Gütegrad der Wärmepumpe	%	70
Betriebsdauer der Wärmepumpe (Volllaststunden pro Jahr)	h/a	8.000
<u>Errechnete Auslegungswerte</u>		
COP	-	2,8 - 3,2
Wärmeentzugsleistung aus dem Abwasser	kW	153
Wärmeleistung der Wärmepumpe	kW	223 - 238
Benötigte elektrische Leistung	kW	70 - 85

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Für eine ökonomische Betrachtung wurden die Wärmegestehungskosten herangezogen, welche basierend auf den untenstehenden Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten (Tabelle 2) berechnet wurden. Die Betrachtungsperiode sowie Zinssätze und Preissteigerungen wurde in Abstimmung mit

den Projektpartnern basierend auf Erfahrungswerten festgelegt. Die Gliederung der Parameter und Berechnung der Wärmegestehungskosten basiert auf ÖNORM M7140.

Nutzungsdauern der Anlagenkomponenten sowie verbrauchsgebundene Kosten stammen aus Erfahrungswerten der Projektpartner bzw. wenn nicht bekannt aus VDI 2067.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Daten zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe

	Einheit	Wert
<u>Zeitliche und finanzielle Rahmenbedingungen</u>		
Betrachtungsperiode	Jahre	25
Kalkulationszinssatz	%	4
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	%	4
Nutzungsdauer Wärmepumpe	Jahre	20
Nutzungsdauer Fernwärmeleitung	Jahre	40
<u>Investitionskosten</u>		
Spez. Kosten Wärmepumpen (inkl. Transport, Wärmetauscher, Inbetriebnahme)	€/kW	650
Spez. Kosten für Gebäudeintegration der Wärmepumpen	€/kW	450
Spez. Kosten für Elektrik, MSRT	€/kW	350
Spez. Kosten für Fernwärmeleitung ³ (FW-Leitungen, Grabungskosten, Verlegung)	€/m	206,7
Planungskosten	% der IK	5
<u>Verbrauchsgebundene Kosten</u>		
Strom für Wärmepumpe	€/MWh	130
Instandhaltungskosten Wärmepumpe	% der IK ⁴	1,5
Instandhaltungskosten Fernwärmeleitung	% der IK	0,5
<u>Förderungen</u>		
Förderung zur Errichtung der Gesamtanlage ⁵	% der IK	30

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind für die 3 Varianten (COP = 2,8, COP = 3,0 und COP = 3,2) in Abbildung 6 dargestellt.

³ Errechnet aus Erfahrungswerten von Envesta für die in 4.1.4.5. skizzierte Leitungsführung

⁴ % der IK ... % der Investitionskosten

⁵ KLIEN-Förderung "Energie aus Abwasser", <https://www.klimafonds.gv.at/call/energie-aus-abwasser-2023>

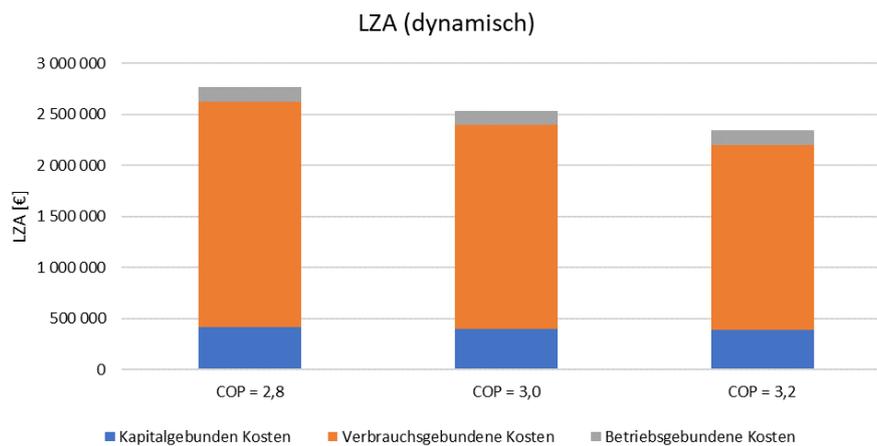


Abbildung 6: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung der Integration der Kläranlage. Darstellung der Gesamtkosten über den Lebenszyklus (dynamisch)

Die Wärmegestehungskosten wurden mit zwei Methoden berechnet. Einerseits über die Annuität (Barwert (wie in Abb. 6 dargestellt) * Annuitätenfaktor), welche auf die bereitgestellte Wärme bezogen wird. Diese Methode stellt die mittlere Wärmegestehungskosten über den Betrachtungszeitraum dar. Zum Zweiten wurden die Wärmegestehungskosten zum Investitionszeitpunkt errechnet, um einen direkten Vergleich bzw. Zusammenhang zu den derzeit bekannten Wärmegestehungskosten herzustellen.

Für die Wärmegestehungskosten (WGK) in [€/MWh] wurden folgende Werte ermittelt:

Tabelle 3: Wärmegestehungskosten bei der Integration der Kläranlage

	<i>Einheit</i>	<i>COP = 2,8</i>	<i>COP = 3,0</i>	<i>COP = 3,2</i>
Wärmegestehungskosten über gesamten Betrachtungszeitraum	€/MWh	93,06	85,25	78,69
Wärmegestehungskosten zum Investitionszeitpunkt	€/MWh	58,15	53,27	49,17

Die Gesamtkosten der Wirtschaftlichkeitsrechnung und auch die daraus resultierenden Wärmegestehungskosten zeigen deutliche Unterschiede in Abhängigkeit der Effizienz der Wärmepumpe. Ursache hierfür ist, dass die verbrauchsgebundenen Kosten, also der Strom für die Wärmepumpe, den Hauptteil der Gesamtkosten darstellen.

3.2.3 Schlussfolgerung

Basierend auf der ökonomischen Betrachtung der Wärmeerzeugung aus dem Abwasser der Kläranlage wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern entschieden, dass diese Variante der Wärmeerzeugung derzeit nicht rentabel ist. Die Wärmegestehungskosten liegen deutlich über den Kosten von 34,24 €/MWh, die bei Envesta derzeit für den Betrieb des Wärmenetzes anfallen. Daher wurde die Kläranlage in allen weiteren Überlegungen nicht als Wärmequelle miteinbezogen.

3.3 Variante 1 „Kein Ausbau des Bestandsnetzes Admont“

3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die Varianten, in denen kein Ausbau des Bestandsnetzes Admont vorgesehen ist, können 500 kW aus Admont nach Hall Süd transportiert werden. Die solarthermische Großanlage wird mit einer Kollektorgröße von 10.000 m² in Kombination mit einem 20.000 m³ großen Großwärmespeicher untersucht. Der Speicher wurde so dimensioniert, dass er im Winter nicht unter 0°C abkühlt und im Sommer maximal 95°C erreicht. Da es sich um einen drucklosen Speicher handelt ist keine höhere Maximaltemperatur möglich.

Die Wärmepumpe zur Anhebung auf die Vorlauftemperatur von 80°C sowie zur Speicherbewirtschaftung wird mit einer Leistung von 1.400 kW untersucht. Bei der Dimensionierung der Wärmepumpe wurde darauf geachtet, dass das Wärmenetz ganzjährig mit der erforderlichen Vorlauftemperatur versorgt werden kann.

Die Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab wird als eigene Variante untersucht, wobei hier eine maximale Leistung von 1 MW angenommen wurde. Ein Prinzipschema der Anlage ist in Abbildung 7 dargestellt. Mit den genannten Dimensionen der Wärmeerzeuger kann das Gebiet Hall Süd ganzjährig zu 100% versorgt werden.

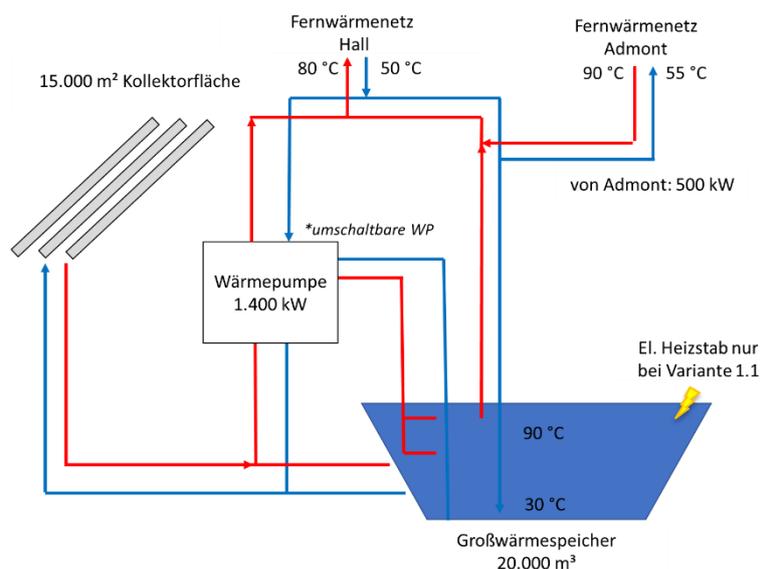


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Variante 1 "Kein Ausbau des Bestandsnetzes Admont".
Variante 1.1: mit el. Heizstab, Variante 1.2 ohne el. Heizstab (Quelle: AEE INTEC)

Es wurden zwei unterschiedliche Systemvariationen betrachtet (siehe Tabelle 4), dabei wurde einmal die Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab mitbetrachtet und einmal nicht.

Tabelle 4: Systemgrößen der Variante 1.

	Solarthermie [m ²]	Großwärmespeicher [m ³]	Wärmepumpe [kW]	Abwärme aus Admont [kW]	El. Heizstab [kW]
Var 1.1	10.000	20.000	1.400	500	1.000
Var 1.2	10.000	20.000	1.400	500	0

Als Kollektorart wurde der doppelverglaste Flachkollektor GK3133⁶ der Firma GREENoneTEC gewählt. Die wesentlichen Kollektordaten sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Leistungsdaten des verwendeten Kollektors.

Kollektortyp	Großkollektor GK 3133
Verglasung	Doppelverglast
Kollektorfläche [m ²]	13,17
Aperturfläche [m ²]	12,35
η_0 [-]	0,814
a_1 [W/(m ² K)]	2,102
a_2 [W/(m ² K ²)]	0,016

In Abbildung 9 ist die Aufteilung der Energiemengen je Erzeuger auf monatlicher Basis sowie in Summe über das gesamte Jahr dargestellt. Ergänzend dazu sind in Tabelle 6 die Ergebnisse dieser energetischen Betrachtung aufgeführt. Dabei ist zu beachten, dass elektrische Energie (el. Heizstab und Strom für die Wärmepumpe) mit thermischer Energie (Solarthermie, Wärme aus Admont) gleichgesetzt werden. Dies ist notwendig, um die unterschiedlichen Wärmeerzeuger gemeinsam betrachten und bewerten zu können. Der solare Deckungsgrad (SD) errechnet sich nach Gleichung Gl. 2 und stellt den Anteil solarthermischer Energie and der gesamt in das System eingebrachten Energie dar.

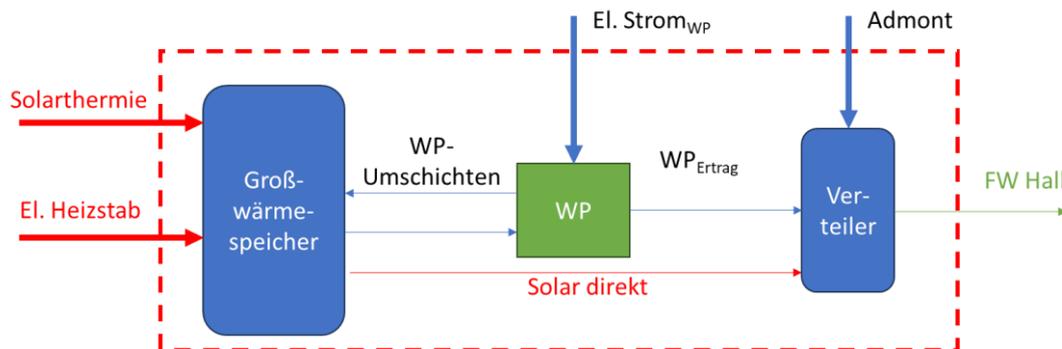


Abbildung 8: Bilanzgrenzen aller in das Gesamtsystem eingebrachten Energiemengen

$$SD [\%] = \frac{\text{Solarthermie [kWh]}}{\text{Solarthermie [kWh]} + \text{El. Heizstab [kWh]} + \text{El. Strom}_{WP} + \text{Admont [kWh]}} \quad \text{Gl. 2}$$

⁶ https://www.greenonetec.com/wp-content/uploads/2023/04/3003_en_PDB_2023-03.pdf

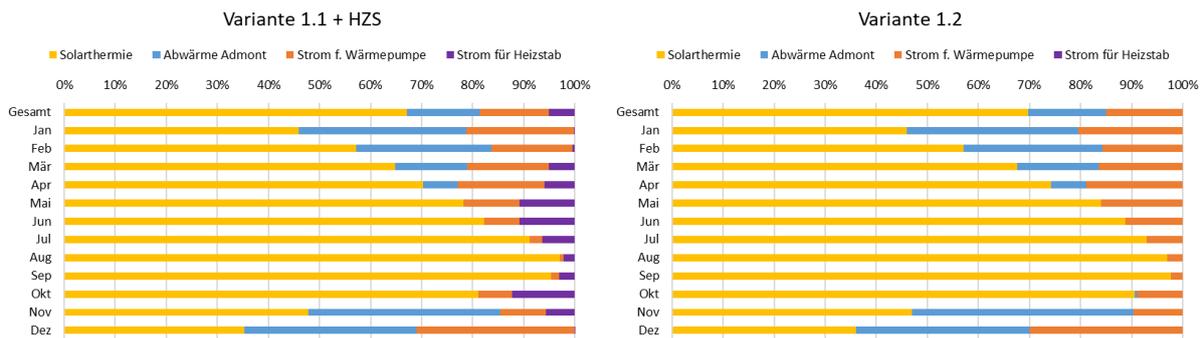


Abbildung 9: Aufteilung der Wärmeerzeugung der Varianten 1.1 und 1.2
Erläuterung: HZS ... el. Heizstab

Tabelle 6: Ergebnisse der energetischen Betrachtung (ein ganzes Jahr) der Varianten 1.1 und 1.2.

	Solarertrag [MWh/a]	Spez. Solarertrag [kWh/(m ² a) (Apertur)]	Wärme aus Admont [MWh/a]	Stromverbrauch Wärmepumpe [MWh/a]	Stromverbrauch Heizstab [MWh/a]	Solare Deckung [%]
Variante 1.1	5.956	634	1.271	1.208	447	67,1
Variante 1.2	6.196	659	1.352	1.334	0	69,8

Diese Analyse zeigt, dass sich Variante 1.1 und 1.2 nur geringfügig unterscheiden. Ursache hierfür ist, dass der el. Heizstab rein mit Überschussstrom aus betriebseigenen Wasserkraft- und PV-Anlagen betrieben wird, der nicht bereits von der Wärmepumpe verwendet werden kann und daher in Summe relativ gering ausfällt. In Summe können 67,1% bzw. 69,8% der gesamt benötigten Energie durch die Solarthermie-Anlage bereitgestellt werden.

Abbildung 10 zeigt die monatlichen Mitteltemperaturen des Speichertanks. Wie zu erwarten, sind die Temperaturen der beiden Varianten annähernd gleich. Durch den el. Heizstab, der an der Oberfläche des Speichers integriert wurde, treten bei Variante 1.1. ab März höhere Temperaturen in den oberen Schichten als bei Variante 1.2 auf, wobei die Unterschiede vernachlässigbar sind. In beiden Fällen tritt keine Stagnation auf.

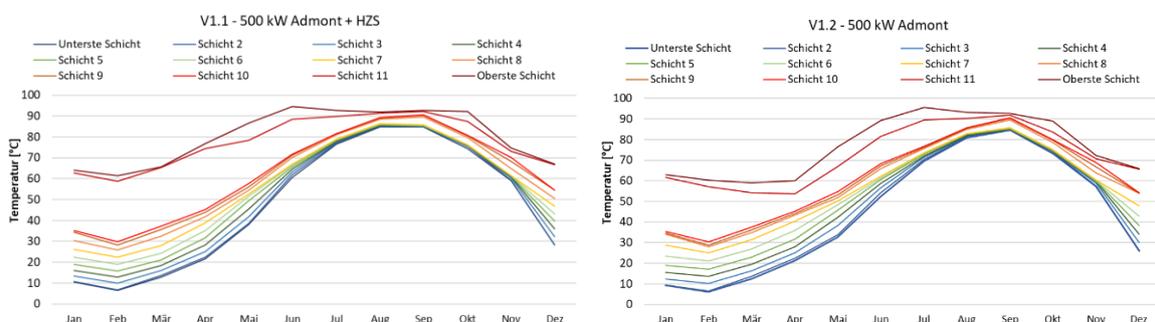


Abbildung 10: Monatliche Speichermitteltemperaturen der Varianten 1.1 und 1.2

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einschließlich Wärmegestehungskosten wurden die untenstehenden Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten angenommen (Tabelle 7). Dieselben Werte gelten auch für die 2. Variante (Kapitel 3.4), und werden dort nicht ausdrücklich noch einmal aufgeführt.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Daten zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

	Einheit	Wert
<u>Zeitliche und finanzielle Rahmenbedingungen</u>		
Betrachtungsperiode	Jahre	25
Kalkulationszinssatz	%	4
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	%	4
Nutzungsdauer Wärmepumpe	Jahre	20
Nutzungsdauer Solarthermie	Jahre	30
Nutzungsdauer Großwärmespeicher	Jahre	50
<u>Investitionskosten</u>		
Spez. Kosten Solarthermie	€/m ²	300
Spez. Kosten Großwärmespeicher	€/m ³	100
Spez. Kosten Wärmepumpe (inkl. Gebäudeintegration und Elektrik + MSRT als Teil der Gesamtanlage)	€/kW _{th}	1.000
Spez. Kosten elektrischer Heizstab	€/kW _{th}	50
Planungskosten	% der IK	5
<u>Verbrauchsgebundene Kosten</u>		
Strom aus Überschuss von Wasserkraft und PV	€/MWh	0
Strom für Wärmepumpe	€/MWh	130
Wärmezukauf von Admonter Holzindustrie (für Wärme aus dem Bestandsnetz Admont)	€/MWh	40,70
Instandhaltungskosten Solarthermie	% der IK	0,5
Instandhaltungskosten Großwärmespeicher	% der IK	0,5
Instandhaltungskosten Wärmepumpe	% der IK	1,5
<u>Förderungen</u>		
Förderung zur Errichtung der Gesamtanlage	% der IK	30

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind für die Varianten 1.1 und 1.2 in Abbildung 11 dargestellt. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass sich Variante 1.1 über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren als die etwas wirtschaftlichere Wahl erweist.

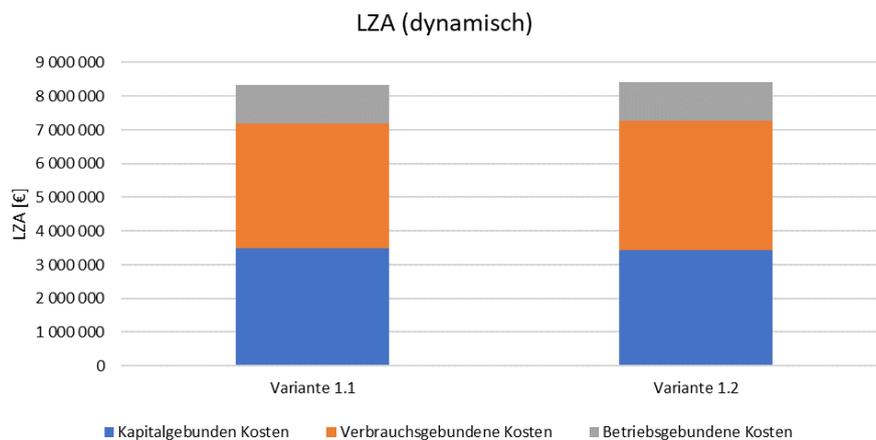


Abbildung 11: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung: Darstellung der Gesamtkosten über den Lebenszyklus (dynamisch)

Die Wärmegestehungskosten wurden mit zwei Methoden berechnet. Einerseits über die Annuität (Barwert (wie in Abb. 10 dargestellt) * Annuitätenfaktor), welche auf die bereitgestellte Wärme bezogen wird. Diese Methode stellt die mittlere Wärmegestehungskosten über den Betrachtungszeitraum dar.

Zum Zweiten wurden die Wärmegestehungskosten zum Investitionszeitpunkt errechnet, um einen direkten Vergleich bzw. Zusammenhang zu den derzeit bekannten Wärmegestehungskosten herzustellen.

Für die Wärmegestehungskosten (WGK) in [€/MWh] wurden folgende Werte ermittelt:

Tabelle 8: Wärmegestehungskosten der Varianten 1.1 und 1.2

	<u>Einheit</u>	<u>Variante 1.1</u>	<u>Variante 1.2</u>
Wärmegestehungskosten über gesamten Betrachtungszeitraum	€/MWh	62,66	63,28
Wärmegestehungskosten zum Investitionszeitpunkt	€/MWh	39,16	39,54

3.3.3 Rahmenbedingungen

3.3.3.1 Darstellung der geplanten Flächen

Die für die Aufstellung des geplanten Kollektorfeldes notwendige Fläche, sowie die Fläche für den Großwärmespeicher befinden sich bereits im Besitz der Envesta (siehe Kapitel 2.1). Daher wurden auch keine Kosten für die Nutzung dieser Flächen in der ökonomischen Bewertung mit einbezogen.

Dieses Areal wurde in der Vergangenheit als Produktionsstätte für Betonherzeugnisse verwendet, ist bereits als Industriegelände gewidmet und daher für die die Nutzung als Energiezentrale hervorragend geeignet. Es ist keine Umwidmung notwendig.

3.3.3.2 Errichtung des Großwärmespeicher

Ein Großwärmespeicher kann in verschiedenen Bauformen errichtet werden. Eine gebräuchliche Variante, die eine eher geringe Fläche benötigt, ist ein im Boden teilversenkter Tankspeicher, welcher

schematisch in Abbildung 12 dargestellt ist. Eine weniger tiefe Alternative, die dafür einen höheren Flächenbedarf aufweist, ist die Bauform einer flachen Grube (siehe Abbildung 13).

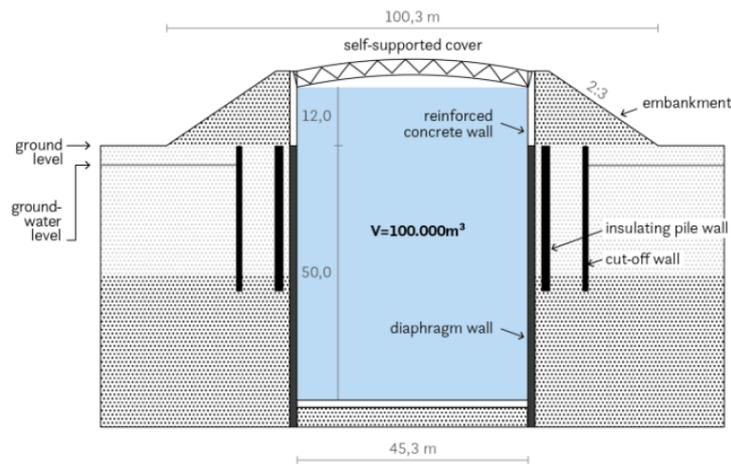


Abbildung 12: Großwärmespeicher – Bauform Tankspeicher. Quelle: van Helden et al. gigaTES Enbericht

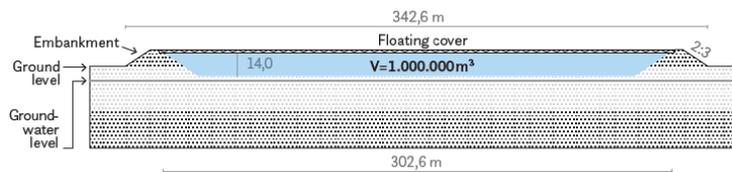


Abbildung 13: Großwärmespeicher – Bauform flache Grube. Quelle: van Helden et al. gigaTES Enbericht

Um die grundsätzliche Eignung des Untergrundes hinsichtlich der Errichtung eines Großwärmespeichers festzustellen, wurden Untergrunderkundungen aus dem Jahr 2018 herangezogen, welche durch die Firma SYNALP durchgeführt wurden. Hier wurden 2 Schurfe auf dem Luiki-Areal durchgeführt, welche das Ziel hatten, die Eignung des Bodens für eine Bodenaushubdeponie festzustellen (siehe Abbildung 14: Lage von Schurf 1 und Schurf 2).

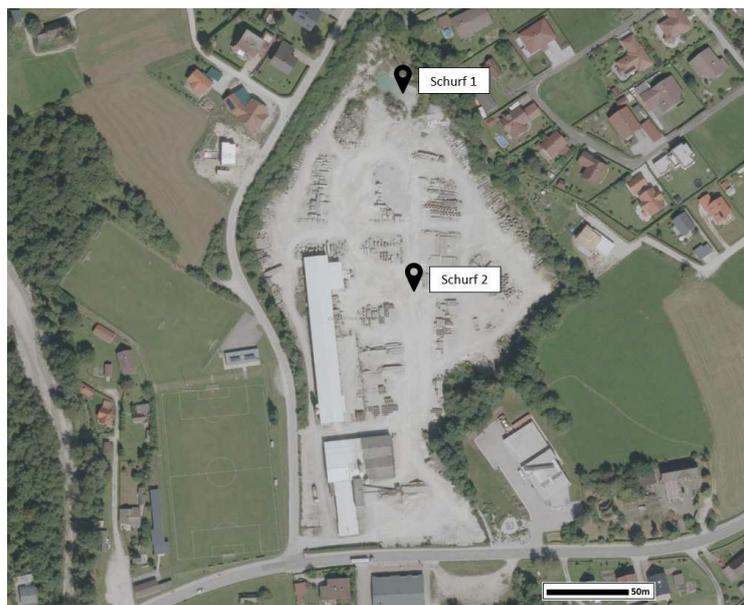


Abbildung 14: Lage von Schurf 1 und Schurf 2

Der Untergrund wurde auf Basis der gegenständlichen Erkundungen als ausreichend tragfähig für eine Bodenaushubdeponie beurteilt. Der Bodenaufbau setzt sich im Wesentlichen aus natürlich abgelagerten Sand-Kies-Gemischen zusammen, die aufgrund ihrer geotechnischen Ausprägung und der gegebenen Konsolidierung sowie aufgrund zusätzlicher Verdichtung durch die Befahrung mit Baufahrzeugen eine ausreichend hohe Tragfähigkeit für die vorgesehene Dammschüttung für eine Bodenaushubdeponie aufweisen. Der Einflussbereich des Grundwasserspiegels liegt im mittleren Bereich des Areals zumindest vier Meter unterhalb der Geländeoberkante und hatte aus damaliger Sicht keinen unmittelbaren Einfluss auf die geplante Bodenaushubdeponie.

Basierend auf diesen Untergrunderkundungen wird der Untergrund als grundsätzlich geeignet für einen Großwärmespeicher eingeschätzt. Vor Umsetzung des Langzeitspeichers ist die tatsächliche Tiefe des Grundwasserhorizonts noch einmal zu prüfen und ggf. sind Maßnahmen zur zusätzlichen Dämmung des Speichers zu ergreifen. Alternativ kann der Langzeitspeicher als Tankspeicher bzw. Kombination aus mehreren Tankspeichern umgesetzt werden.

3.4 Variante 2 „Ausbau des Bestandsnetzes Admont“

3.4.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für jene Varianten, bei denen ein Ausbau des Bestandsnetzes Admont vorgesehen ist, können 1.000 kW aus Admont nach Hall Süd transportiert werden. Hierfür ist vorgesehen, das Wärmenetz in Admont zu verstärken, um die zusätzliche Leistung von der Admonter Holzindustrie nach Norden zum Ausbaugbiet Hall Süd zu bringen.

Die Verstärkung des Netzes wurde von Reinalter KG erarbeitet und beinhaltet zwei konkrete Aspekte

1. Installation einer Fernwärme-Entlastungsleitung zur Verstärkung der thermischen Übertragungsleistung inkl. Anbindung an das Bestandsnetz
2. Einbau einer bidirektionalen Übergabestation, die eine Leistungsübertragung von 1.000 kW erlaubt, inkl. Erneuerung, bzw. Verstärkung der Netzpumpen sowie der entsprechenden Steuerungs- und Regelungstechnik.

Die solarthermische Großanlage wird in diesen Varianten mit einer Kollektorgröße von 10.000 m² in Kombination mit einem 8.000 m³ großen Speicher untersucht. Die Wärmepumpe zur Anhebung auf die Vorlauftemperatur von 80°C sowie zur Speicherbewirtschaftung wird mit einer Leistung von 600 kW untersucht. Durch die höhere Leistung aus dem Bestandsnetz Admont können die Wärmepumpe und auch der Speicher kleiner dimensioniert werden. In dieser Größenordnung kann anstatt eines Erdbeckenspeichers auch ein Tankspeicher eingesetzt werden. Die Auswahl der konkreten Technologie wird allerdings in der Detailplanungsphase berücksichtigt. Bei der Auslegung der Wärmepumpe wurde, wie in Variante 1 darauf geachtet, dass das Wärmenetz ganzjährig mit der erforderlichen Vorlauftemperatur versorgt werden kann. Der Speicher wurde so dimensioniert, dass die Speichertemperatur im Sommer 95°C nicht übersteigt und im Winter 0°C unterschreitet.

Die Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab wird als eigene Variante untersucht, wobei hier eine maximale Leistung von 1 MW angenommen wurde. Ein Prinzipschema ist in Abbildung 15 dargestellt. Mit den genannten Dimensionen der Wärmeerzeuger kann das Gebiet Hall Süd ganzjährig zu 100% versorgt werden.

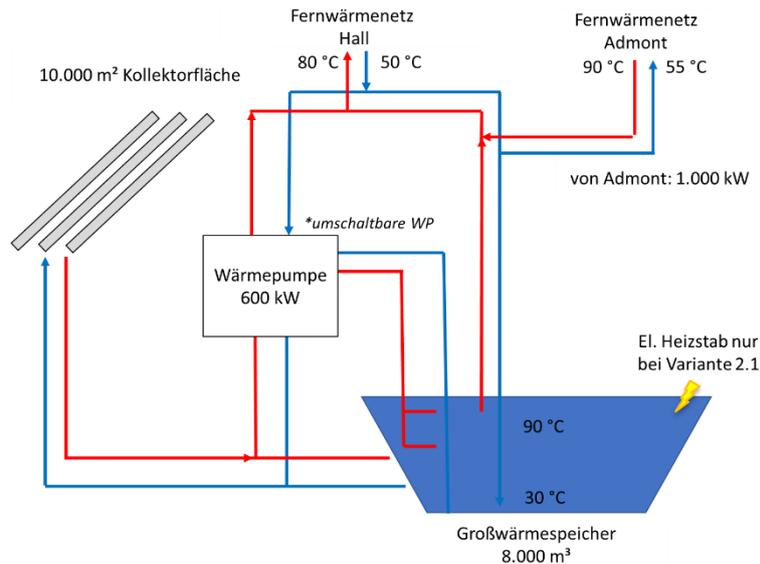


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Variante 2 "Ausbau des Bestandsnetzes Admont".
 Variante 2.1: mit el. Heizstab, Variante 2.2 ohne el. Heizstab (Quelle: AEE INTEC)

Es wurden zwei unterschiedliche Systemvariationen betrachtet (siehe Tabelle 9), dabei wurde einmal die Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab mitbetrachtet, und einmal nicht.

Tabelle 9: Systemgrößen der Variante 2.

	Solarthermie [m ²]	Großwärmespeicher [m ³]	Wärmepumpe [kW]	Abwärme aus Admont [kW]	El. Heizstab [kW]
Var 2.1	10.000	8.000	600	1.000	1.000
Var 2.2	10.000	8.000	600	1.000	0

Die Kollektorart wurde gegenüber Variante 1 nicht verändert, hier sei auf Kapitel 3.3.1 verwiesen. Die Bilanzierung erfolgte analog zu Variante 1, diesbezüglich wird ebenfalls auf Kapitel 3.3.1 verwiesen.

In Abbildung 16 ist die Aufteilung der Wärmemengen je Erzeuger auf monatlicher Basis sowie in Summe über das gesamte Jahr dargestellt. Ergänzend dazu sind in Tabelle 10 die Ergebnisse dieser energetischen Betrachtung aufgeführt. Wie auch bei Variante 1 zeigt sich, dass sich 2.1 und 2.2 nur geringfügig unterscheiden. Ursache hierfür ist, dass der el. Heizstab rein mit Überschussstrom aus betriebseigenen PV- und Windanlagen betrieben wird

Die solare Deckung ist in Abbildung 16 durch den Anteil der Solarthermie an der gesamt erzeugten Wärmemenge dargestellt. In beiden Varianten kann mit der gewählten Konfiguration eine solare Jahresdeckung von ca. 54 % erreicht werden, wobei diese in den Sommermonaten bis zu 99 % erreichen kann.

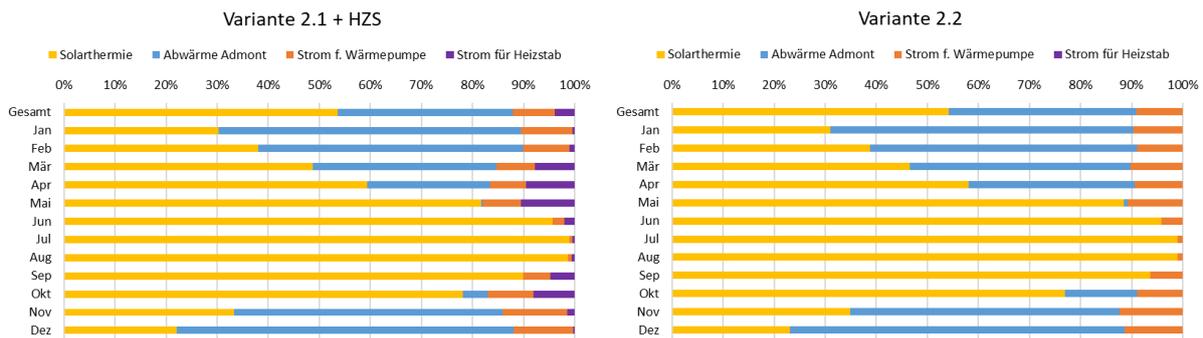


Abbildung 16: Aufteilung der Wärmeerzeugung der Varianten 2.1 und 2.2
Erläuterung: HZS ... el. Heizstab

Tabelle 10: Ergebnisse der energetischen Betrachtung (ein ganzes Jahr) der Varianten 2.1 und 2.2.

	Solarertrag [MWh/a]	Spez. Solarertrag [kWh/(m ² a) (Apertur)]	Wärme aus Admont [MWh/a]	Stromverbrauch Wärmepumpe [MWh/a]	Stromverbrauch Heizstab [MWh/a]	Solare Deckung [%]
Variante 2.1	4.711	501	3.016	722	342	53,6
Variante 2.2	4.740	504	3.225	788	0	54,2

Abbildung 17 zeigt die monatlichen Mitteltemperaturen des Speichertanks. Wie zu erwarten, sind die Temperaturen der beiden Varianten annähernd gleich. Durch den el. Heizstab, der an der Oberfläche des Speichers integriert wurde, treten bei Variante 1.1. ab März höhere Temperaturen in den oberen Schichten als bei Variante 1.2 auf, wobei die Unterschiede vernachlässigbar sind. In beiden Fällen tritt keine Stagnation auf.

Im Gegensatz zu Variante 1 sind die Temperaturen durch die erhöhte Wärmelieferung aus Admont im Winter noch relativ hoch. Eine weitere Reduktion des Speichervolumens würde aber zur starken Überhitzung des Speichers im Sommer führen, weshalb ein Volumen von 8.000 m³ als minimal mögliches Volumen festgelegt wurde.

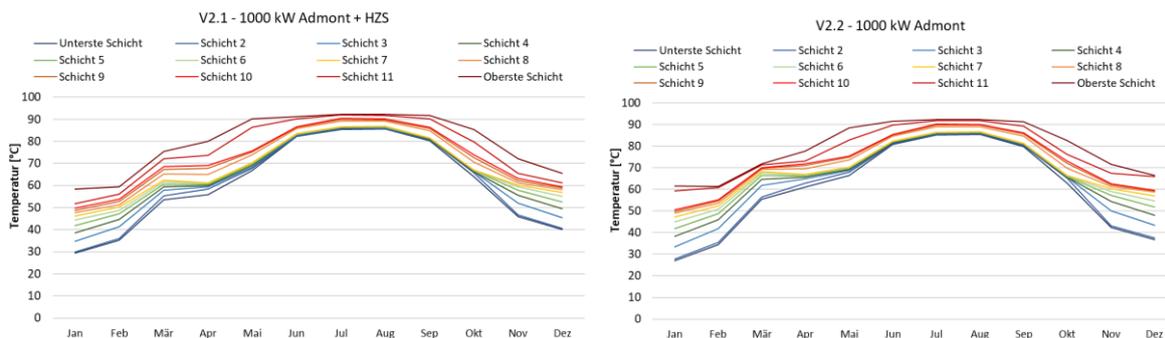


Abbildung 17: Monatliche Speichermitteltemperaturen der Varianten 2.1 und 2.2

3.4.2 Ökonomische Betrachtung

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einschließlich Wärmegestehungskosten wurden die gleichen Parameter wie bereits für Variante 1 erläutert, verwendet. Daher werden diese hier nicht nochmals

angeführt und es wird auf Kapitel 3.3.2 verwiesen. Lediglich die Kosten für den Ausbau des Wärmenetzes in Admont werden in Tabelle 11 angeführt, da diese in Variante 1 nicht enthalten sind.

Tabelle 11: Zusammenfassung der Daten zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

	Einheit	Wert
<u>Zeitliche und finanzielle Rahmenbedingungen</u>		
Nutzungsdauer verstärkte Fernwärmeleitung	Jahre	40
Nutzungsdauer Übergabestation	Jahre	20
<u>Investitionskosten</u>		
Fernwärme-Entlastungsleitung ⁷	€	487.200
Bidirektionale Übergabestation ⁴	€	175.000
<u>Förderungen</u>		
Förderung zur Errichtung der Gesamtanlage	% der IK*	30

* % der IK ... % der Investitionskosten

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind für die Varianten 2.1 und 2.2 in Abbildung 18 dargestellt. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass sich Variante 2.1 über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren als die etwas wirtschaftlichere Wahl erweist.

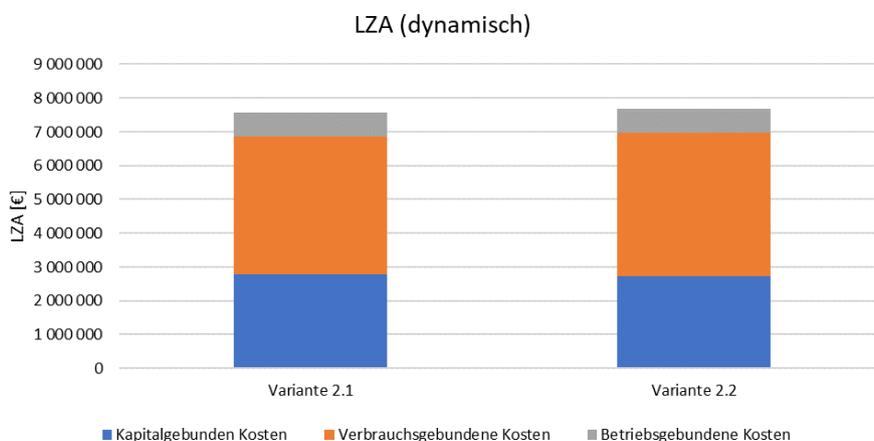


Abbildung 18: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung: Darstellung der Gesamtkosten über den Lebenszyklus (dynamisch)

Für die Wärmegestehungskosten (WGK) in [€/MWh] wurden folgende Werte ermittelt (Methodik analog zu Variante 1 – siehe Kapitel 3.3.2):

Tabelle 12: Wärmegestehungskosten der Varianten 2.1 und 2.2

	Einheit	Variante 1.1	Variante 1.2
Wärmegestehungskosten über gesamten Betrachtungszeitraum	€/MWh	56,83	57,63
Wärmegestehungskosten zum Investitionszeitpunkt	€/MWh	35,51	36,01

⁷ Grobkostenschätzung für das Energieprojekt Luiki/Hall, Reinalter KG, Oktober 2023

3.4.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen von Variante 2 unterscheiden sich nicht von jenen von Variante 1. Daher werden diese nicht nochmal angeführt, sondern es wird auf Kapitel 3.3.3 verwiesen.

3.5 Referenzvariante „Biomasseverbrennung“

3.5.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Das gesamte Ausbaugebiet Hall Süd kann mit den Kapazitäten der bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen in Admont nicht versorgt werden. Das heißt, es ist der Neubau einer Wärmeerzeugungsanlage notwendig, entweder eine der bereits beschriebenen Varianten 1 bzw. 2 oder eine alternative Wärmeerzeugungslösung. Die gebräuchlichste Form der Wärmeerzeugung für Fernwärmesystem in dieser Leistungsklasse in Österreich stellt die Verbrennung von Hackgut (Biomasse) dar. Daher wird der Neubau eines Heizwerks basierend auf einer Biomassefeuerung-Anlage auf dem Luiki-Areal als Referenzvariante herangezogen

In Verbindung mit der bestehenden Infrastruktur, die eine Leistungsübertragung von 500 kW aus Admont nach Hall Süd transportieren kann, wird eine Biomassefeuerung mit einer Leistung von 2 MW in Verbindung mit einem Pufferspeicher von 100 m³ untersucht. Diese Lösung ermöglicht es, das Gebiet Hall Süd ganzjährig zu 100% zu versorgen. Die Auslegungsgrößen dieser Variante sind in Tabelle 13 kurz zusammengefasst. Für die Referenzvariante wurden Simulationen in Polysun durchgeführt, um die notwendige Leistung der Biomassefeuerung und das Volumen des Pufferspeichers zu bestimmen und um sicherzustellen, dass die Dimensionierung der Anlagen ausreicht, um den Wärmebedarf im Gebiet Hall Süd zu decken. Die Ergebnisse der Simulation hinsichtlich der eingespeisten Wärmemengen sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 13: Systemgrößen der Referenzvariante

	Leistung der Biomassefeuerung [kW]	Pufferspeicher [m ³]	Abwärme aus Admont [kW]
Referenz	2.000	100	500

Tabelle 14: Ergebnisse der energetischen Betrachtung (ein ganzes Jahr) der Varianten 1.1 und 1.2.

	Energiebedarf [MWh/a]	Biomasse-Feuerung [MWh/a]	Wärme aus Admont [MWh/a]
Referenz	8.523	5.800	2.723

3.5.2 Ökonomische Betrachtung

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einschließlich Wärmegestehungskosten wurden die untenstehenden Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten angenommen (Tabelle 15).

Tabelle 15: Zusammenfassung der Daten zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

	Einheit	Wert
<u>Zeitliche und finanzielle Rahmenbedingungen</u>		
Betrachtungsperiode	Jahre	25
Kalkulationszinssatz	%	4
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	%	4
Nutzungsdauer Biomasse-Heizwerk	Jahre	20
Nutzungsdauer Pufferspeicher	Jahre	30
<u>Investitionskosten</u>		
Spez. Kosten Biomasse-Heizwerk (inkl. Planungskosten)	€/kW	1.000
Spez. Pufferspeicher	€/m ³	500
<u>Verbrauchsgebundene Kosten</u>		
Betriebskosten Biomasse-Heizwerk	€/kW	14,1
Brennstoffkosten (Hackgut)	€/MWh	30
Kosten für Wärmezukauf von Admonter Holzindustrie (für Wärme aus dem Bestandsnetz Admont)	€/MWh	40,70
Instandhaltungskosten Biomasse-Heizwerk (inkl. Pufferspeicher)	% der IK*	1,0
<u>Förderungen</u>		
Förderung zur Errichtung der Gesamtanlage (über Umweltförderung im Inland) ⁸	% der IK	30

* % der IK ... % der Investitionskosten

Das Ergebnis der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 ist für die Referenzvariante in Abbildung 11 dargestellt.

⁸ KPC - Nahwärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger. Annahme: Basisförderung (25%) + Nachhaltigkeitszuschlag (5%) <https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/nahwaermeversorgung-auf-basis-erneuerbarer-energietraeger/unterkategorie-waerme-aus-erneuerbaren-ressourcen>

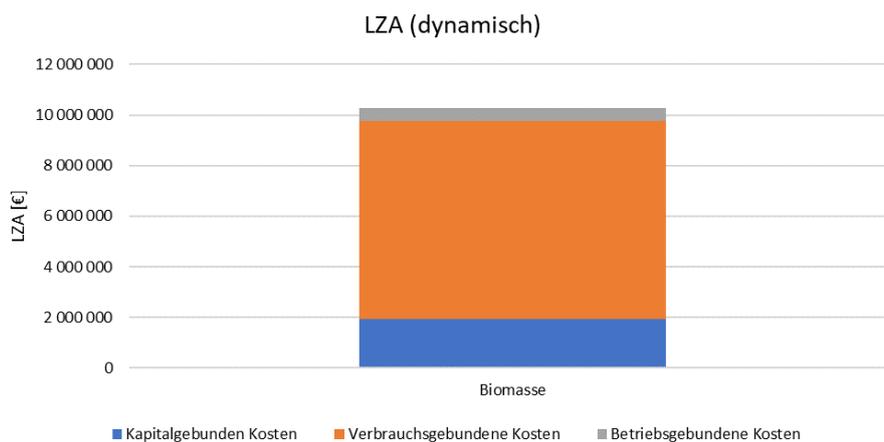


Abbildung 19: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung: Darstellung der Gesamtkosten über den Lebenszyklus (dynamisch)

Für die Wärmegestehungskosten (WGK) in [€/MWh] wurden folgende Werte ermittelt (Methodik analog zu Variante 1 – siehe Kapitel 3.3.2):

Tabelle 16: Wärmegestehungskosten der Varianten 1.1 und 1.2

	<u>Einheit</u>	<u>Referenzvariante Biomasseverbrennung</u>
Wärmegestehungskosten über gesamten Betrachtungszeitraum	€/MWh	77,09
Wärmegestehungskosten zum Investitionszeitpunkt	€/MWh	48,17

3.5.3 Rahmenbedingungen

Da das Areal bereits für die Nutzung für eine Solarthermie-Anlage und einen Großwärmespeicher inklusive Großwärmepumpe als grundsätzlich geeignet befunden wurde (siehe Kapitel 3.3.3), wird davon ausgegangen, dass das Areal auch für die Errichtung einer Biomasse-Feuerungsanlage grundsätzlich geeignet ist.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Als Ziel der Machbarkeitsstudie wurde ein Konzept zur Wärmeversorgung des neu zu errichtenden Wärmenetzes Hall Süd erstellt, welches an das Wärmenetz Admont angeschlossen werden soll. Das Konzept basiert auf einer Solarthermieanlage mit Großwärmespeicher inklusive Großwärmepumpe. Zusätzlich wurde eine Power-to-Heat Anlage im Großwärmespeicher mitbetrachtet.

Hierfür wurden zwei Solar-Varianten definiert: Variante 1 nutzt die freie Kapazität des Wärmenetzes Admont (max. 500 kW) als zusätzliche Wärmequelle. In Variante 2 wird das Wärmenetz Admont verstärkt, um eine Leistung von max. 1.000 kW nach Hall Süd transportieren zu können. Neben den beiden Solarthermie-Konzepten wurde auch eine Versorgung des Netzes Hall Süd über eine Biomasseverbrennungsanlage untersucht.

Die Dimensionierung dieser Varianten ist in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Dimensionierung der betrachteten Systemkonzepte

	<u>Referenz</u> <i>Biomasse- feuerung</i>	<u>Variante 1.1</u> <i>500 kW Admont + el. Heizstab</i>	<u>Variante 1.2</u> <i>500 kW Admont</i>	<u>Variante 2.1</u> <i>1.000 kW Admont + el. Heizstab</i>	<u>Variante 2.2</u> <i>1.000 kW Admont</i>
Solarthermie [m²]	0	10 000	10 000	10 000	10 000
Speicher [m³]	0	20 000	20 000	8 000	8 000
Wärmepumpe [kW]	0	1 400	1 400	600	600
Abwärme Admont [kW]	500	500	500	1 000	1 000
El. Heizstab [kW]	0	1 000	0	1 000	0
Biomasse (+ 100 m³ Puffer) [kW]	2 000	0	0	0	0

Von Seiten der technischen Machbarkeit ist die Wärmeversorgung des Ausbaugbiets Hall Süd mit allen untersuchten Varianten möglich.

Basierend auf den in den Kapiteln 3.3 bis 3.5 dargestellten Ergebnissen der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach M7140 wurden alle untersuchten Varianten verglichen. Abbildung 20 zeigt die Barwerte der Varianten über den gesamten Betrachtungszeitraum. Es ist ersichtlich, dass die Referenzvariante mit Biomasse mit den höchsten Kosten verbunden ist, während Variante 2 – der Ausbau der Fernwärmeleitungen in Admont – mit den geringsten Kosten verbunden ist.

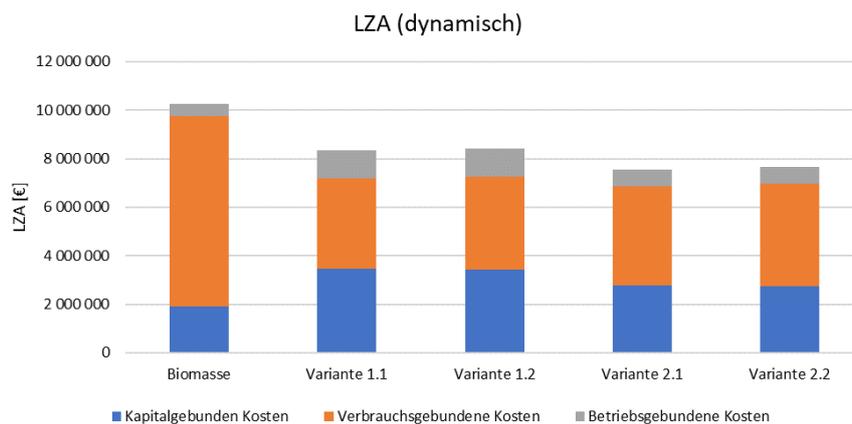


Abbildung 20: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung aller untersuchten Varianten: Darstellung der Gesamtkosten über den Lebenszyklus (dynamisch)

Der Vergleich der Wärmeerzeugung in Abbildung 21 zeigt, dass mit den Varianten 1.1 und 1.2 die höchsten solaren Deckungsgrade erzielt werden. Grundsätzlich zeigen die in dieser Abbildung dargestellten Wärmegestehungskosten, dass alle Varianten, die eine Solarthermie-Anlage beinhalten günstiger sind als die Referenzanlage, die auf einer Biomasseverbrennungsanlage basiert.

Zwischen den Solarthermie-Varianten zeigt sich, dass die WGK der Varianten 2.1 und 2.2 deutlich unter jenen von Variante 1.1 und 1.2 liegen. Das heißt auf lange Sicht sind aus ökonomischer Betrachtung dies Varianten 2 zu bevorzugen.

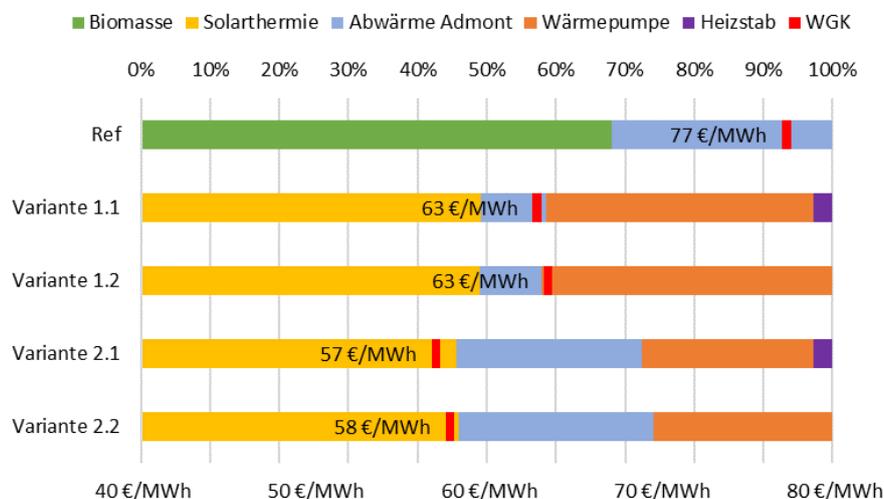


Abbildung 21: Aufteilung der Wärmeerzeugung aller Varianten inkl. Der Wärmegestehungskosten
Erläuterung: WGK ... Wärmegestehungskosten

Ein Vergleich der Investitionskosten (abzüglich Förderungen) aller Szenarien zeigt, dass die Biomasse-Feuerungsanlage die geringsten Investitionskosten verursacht. Allerdings sind die Wärmegestehungskosten über den Betrachtungszeitraum, wie zuvor schon beschrieben, am höchsten. Die Solarthermie-Varianten 1.1 und 1.2 sind bei der Investition teurer als jene der Varianten 2.1 und 2.2 Dies resultiert aus dem größeren Speichervolumen und der größeren Wärmepumpe bei den Varianten 1.1 und 1.2.

Tabelle 18: Investitionskosten und Wärmegestehungskosten der Szenarien

Szenarien	Investitionskosten abzüglich Förderung	WGK / €/MWh
Biomasse	1.435.000 €	77,09
V 1.1	4.740.750 €	62,66
V 1.2	4.704.000 €	63,28
V 2.1	3.757.500 €	56,83
V 2.2	3.720.700 €	57,63

Um einen Vergleich mit den aktuellen Wärmegestehungskosten zu erhalten, wurden die Wärmegestehungskosten auch jährlich bewertet. Hierfür wurden die Preissteigerungen, welche den Berechnungen hinterlegt sind (siehe Kapitel 3.3.2) hinterlegt. Diese Darstellung zeigt, dass die WGK der Solarthermie-Varianten zum aktuellen Zeitpunkt in der Größenordnung des Wärmezukaufspreises (bzw. unter diesem Wert) der Envesta (40,70 EUR/MWh – siehe Kapitel 3.3.2) liegen.

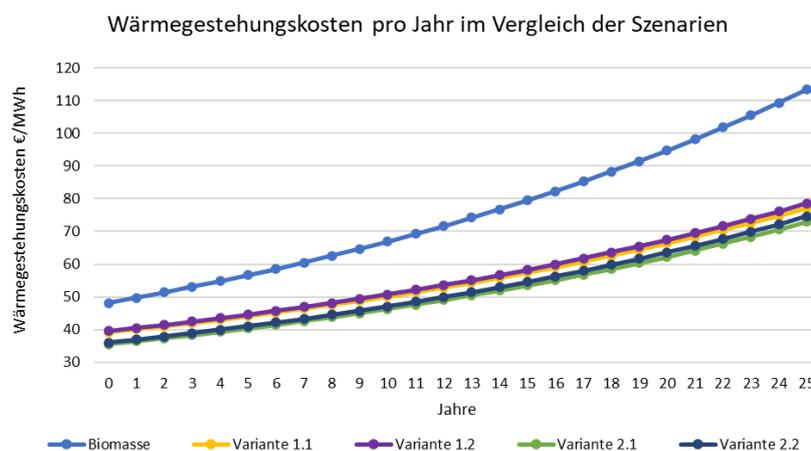


Abbildung 22: Wärmegestehungskosten pro Jahr über den gesamten Betrachtungszeitraum

Mit den Gesamtkosten über den Lebenszyklus der Anlagen kann eine Amortisationszeit einer Anlagenvariante gegenüber einer Referenzvariante errechnet werden. Als Referenzvariante wird die Biomasse-Variante herangezogen. Diese stellt in Österreich die Standardlösung zur Wärmeerzeugung für Nahwärmenetze dar. Zudem sind mit dieser Variante die geringsten Investitionskosten verbunden (siehe Tabelle 18). Die Amortisationszeiten der Solarthermie-Varianten liegen im Bereich von 6,0 bis 11,3 Jahren.

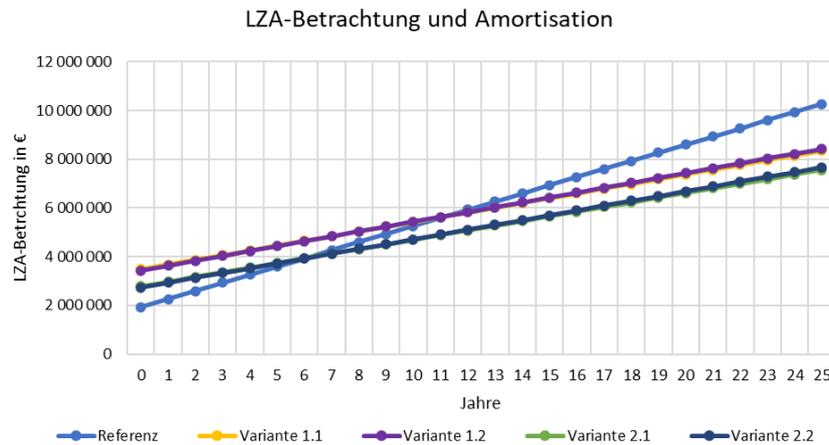


Abbildung 23: Darstellung der Kosten über den Lebenszyklus (dynamisch)

Als Ergebnis wird festgehalten, dass Variante 2 über 25 Jahre betrachtet, die ökonomisch beste Variante darstellt. Innerhalb von Variante 2 kann die Einbindung der Power-to-Heat Anlage mittels elektrischem Heizstab als sinnvolle Variante empfohlen werden, da hierdurch Überschussstrom aus Wasserkraft-, PV- und zukünftig auch Windkraft-Anlagen einfach und sinnvoll genutzt werden kann, was zu einer Stabilisierung der Stromnetze beiträgt. Auch ökonomisch ist diese Variante vorteilhafter, auch wenn der Unterschied zur Variante ohne Power-to-Heat Anlage marginal ausfällt.

Variante 2.1 stellt daher die empfohlene Variante dar.

Das vorliegende Systemkonzept kann vorbehaltlich ausreichend zur Verfügung stehender Flächen für Kollektoranlage und Großwärmespeicher auch auf andere Wärmenetze in Österreich übertragen werden. Im Vergleich zu einer neu zu errichtenden Biomassefeuerungsanlage scheidet das vorliegende Konzept ökonomisch betrachtet deutlich besser ab. Zudem stellt Biomasse aus nachhaltig betriebener Forstwirtschaft eine limitierte Ressource dar. Da mittlerweile auch Industriebetriebe vermehrt an Biomasse als Energiequelle interessiert sind, steigen die Biomassepreise derzeit deutlich an. Hier können solare Großanlagen eine preisstabile Alternative zur Wärmeversorgung darstellen.

C) Projektdetails

6 Arbeits- und Zeitplan

Zeit und Realisierungsplan für die empfohlene Variante 2.1

Phase I - Machbarkeitsstudie

- 29.09.2022: Aufbereitung und Antragstellung - Förderantrag Machbarkeitsstudie Solare Großanlagen
- 07.12.2022: Zusage Klima und Energiefonds zur „Durchführung der Solare Großanlage – Machbarkeitstudie ENVESTA Luiki“
- 24.03.2023: Kick Off meeting in Admont
- 05.05.2023: Erhebung und Diskussion der Potentiale
- 07.06.2023: Technische und wirtschaftliche Bewertung der Einbindung der Kläranlage
- 08.08.2023: Vorstellung erster Simulationen
- 07.09.2023: Vorstellung Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Simulationsergebnisse
- 02.10.2023: Abschlussmeeting und Diskussion der Kernergebnisse in Admont
- 31.12.2023: Abgabetermin Bericht Klima und Energiefonds gemäß Auftragserteilung

Phase II - Planungsphase

- Q1 2024: Budgetplanung
- Q2 2024: Interessenserhebung
- Q3/Q4 2024: Planungsbeginn

7. Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Es gab keine Publikationen und Disseminierungsaktivitäten, die aus diesem Projekt entstanden sind.