



## Hybrid DH – Neusiedl am See/Bgld.

### Zur Sondierung einer hybriden Netzeinspeisung im städtischen Fernwärmesystem Neusiedl am See

## AP3 – DELIVERABLE 3.1

### Beschreibung des Konzeptes der hybriden Netzeinspeisung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der Smart-Cities-Initiative durchgeführt.

Smart City Illustration © Michael Paukner

#### **DELIVERABLE 3.1**

**PROJEKT:** Hybrid DH - Zur Sondierung einer hybriden Netzeinspeisung im städtischen Fernwärmesystem Neusiedl am See

**DATUM:** 30.11.2018

---

Inhalt

1	Ausgangssituation .....	3
1.1	Wärmezentrale und Wärmenetz .....	3
1.2	Stromerzeugung .....	5
1.3	Handlungsfelder .....	7
2	Methodik der Konzepterstellung .....	7
2.1	Simulation Basisvariante .....	8
2.2	Simulation Elektrodenkessel .....	8
2.3	Simulation Wärmepumpe .....	10
2.4	Dimensionierung der Anlagen .....	12
3	Simulationsergebnisse .....	13
4	Technische Umsetzung .....	15
4.1	Betrachtung der Versorgungssicherheit .....	15
4.2	Durchführung Investitionsrechnung .....	16
4.3	Vorbereitung Umsetzung hybride Netzeinspeisung .....	17
5	Verzeichnisse .....	18
5.1	Abbildungsverzeichnis .....	18
5.2	Tabellenverzeichnis .....	18

# 1 Ausgangssituation

Das Arbeitspaket 3 „Planungskonzept hybride Netzspeisung“ zielt auf die Erarbeitung eines Konzeptes für eine exergetisch effiziente hybride Netzspeisung ab. Auf Grundlage der Ergebnisse aus AP2 wird der Fokus auf zwei Bereiche gesetzt: Strom und Wärme bzw. die Kopplung der beiden Sektoren über Direktleitung zwischen Windpark und Power to Heat Anlage in der Wärmezentrale.

Für die Verwertung des Stroms soll eine Analyse der Verbräuche hinsichtlich Gleichzeitigkeitseffekte Erzeugung zu Wärmebedarf und Flexibilitätspotentiale durchgeführt werden. Für den Bereich Wärme soll eine Untersuchung der erhobenen Daten Erkenntnisse über die Potentiale für eine Überschussnutzung von Windenergie bringen. Bei der Analyse der Potentiale ist stets der Grundgedanke der hybriden Netzspeisung der Stadt zu berücksichtigen. Diese Möglichkeiten sollen im technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmen und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit bewertet und entsprechend ihrer Sinnhaftigkeit gereiht werden. Aufbauend auf der Untersuchung der Umsetzbarkeit soll ein Konzept für die Realisierung der hybriden Netzspeisung erstellt und validiert werden.

## 1.1 Wärmezentrale und Wärmenetz

Die Energiezentrale des Wärmenetzes der Stadtgemeinde Neusiedl weist einen Hackgutkessel (2,6 MW) sowie einen Gaskessel als Back-Up und Spitzenlastkessel (3,9 MW) auf. Zudem befindet sich ein 145 m<sup>3</sup> Pufferspeicher in der Energiezentrale, der dazu dient, den Einsatz des Spitzenlastkessels zu reduzieren. Abbildung 1 zeigt das bestehende Anlagenschema in der Wärmezentrale (Abbildung 2).

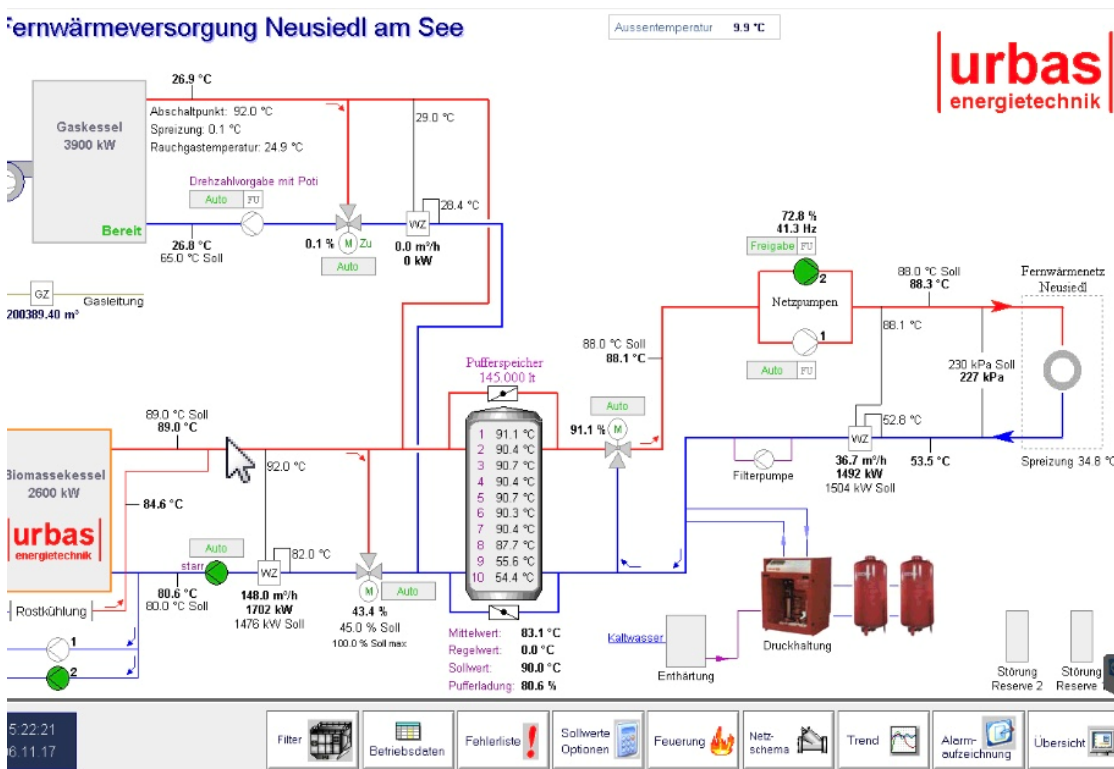


Abbildung 1 Wärmezentrale Neusiedl



Abbildung 2 Wärmezentrale Neusiedl

Seitens des Betreibers des Wärmenetzes wurde ein vollständiger Betriebsdatensatz für das Jahr 2016 zur Verfügung gestellt, der als Basis für die Berechnungen dient. Das Wärmenetz der Stadtgemeinde Neusiedl wies im Jahr 2016 eine Spitzenlast in der Höhe von 4,8 MW auf. Der jährliche Wärmebedarf betrug knapp 12,5 GWh (vgl. Abbildung 3).

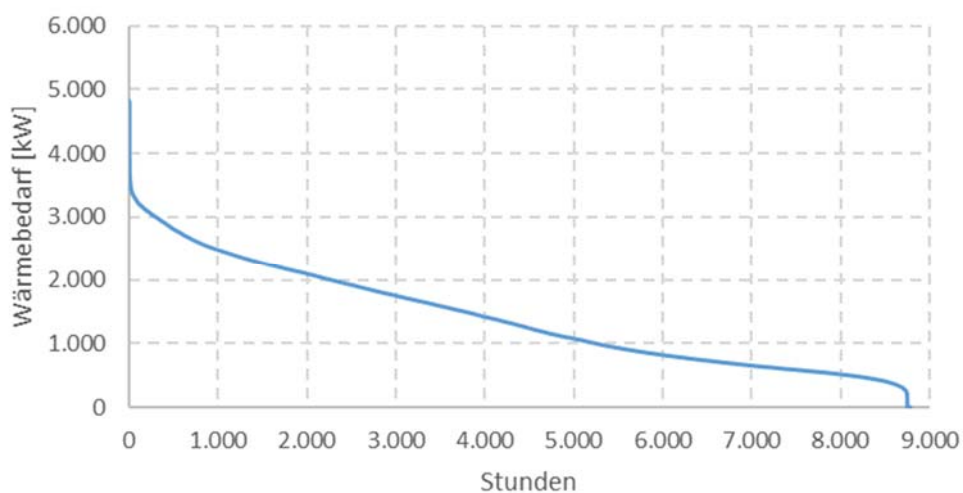


Abbildung 3 Jahresdauerlinie Fernwärmenetz Neusiedl

Im Betriebsjahr 2016 konnten dabei etwa 90 % der Wärme mit dem Biomassekessel bereitgestellt werden, die restlichen 10 % entfallen auf den Gaskessel.



## 1.2 Stromerzeugung

Eine wesentliche Rolle für den Ausbau der Erneuerbaren in Österreich spielt die Windenergie, wie die Entwicklung des Zubaus an Windkraftanlagen demonstriert. Bezüglich des Ausbaus der Windkraft spielt in Österreich vor allem das Burgenland eine Vorreiterrolle, wo im Jahresschnitt bilanziell um rund 50% mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht wird. Dieser Vorstoß in Richtung erneuerbare Energieregion Burgenland ist durch den massiven Ausbau von Windkraftanlagen gelungen. Der Bauboom der Windkraft begann im Burgenland im Jahr 2002, derzeit befinden sich 426 Anlagen mit einer gesamt installierten Leistung von 1.026,1 MW in Betrieb. Der bisherige und weitere Zubau an Windkraft beruht zu großen Teilen auf der Förderung durch die OeMAG mittels fixen Tarifen. Der Fördertarif ist jedoch zeitlich begrenzt, was dazu führt, dass zunehmend mehr bestehende Windkraftanlagen keine Tarifförderung mehr erhalten. Da die nicht mehr geförderten Anlagen auch aus der von der OeMAG bewirtschafteten Bilanzgruppe fallen, müssen diese am liberalisierten Strommarkt vermarktet werden.

Auch für künftige Neuanlagen tut sich bei Einführung der derzeit diskutierten Marktprämienmodelle anstatt der bisher üblichen Fixtarifmodelle ein Bedarf zur Entwicklung neuer Vermarktungsstrategien für Strom aus Windkraftanlagen auf. Die Eigenvermarktung von Windstrom führt aufgrund von Prognoseunsicherheiten in der Erzeugung zu erheblichen Risiken und Kosten für Ausgleichsenergie. Die Vermarktung des betroffenen Windstroms des assoziierten Partners Energie Burgenland AG passiert derzeit in der 24/7 Windleitwarte, welche die Windenergie am Terminmarkt, Day Ahead Markt und Intraday Markt bewirtschaftet sowie die einzelnen Assets auf Fahrplanbasis steuert. Um weiterhin den Ausbau und die langfristige Wirtschaftlichkeit von bestehenden und neuen Windkraftanlagen und somit den Absolut-Zuwachs an Windkapazität für das Voranschreiten der Energiewende sicherzustellen, sind alternative Geschäftsmodelle für die Windkrafterzeugung bzw. -verwertung notwendig.

Aktuell stehen Flexibilitäten als eine der wichtigsten Mechanismen zur Bewältigung der Herausforderungen in einem Energiesystem basierend auf fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern in Diskussion. Nach der Definition im EU-Mandat 490 bezieht sich Flexibilität allgemein auf die Elastizität des Ressourceneinsatzes (Verbrauch, Speicherung, Erzeugung), insbesondere zur Bereitstellung von Hilfsdiensten für die Netzstabilität und/oder Marktoptimierung. Die Bereitstellung von Flexibilitäten bedingt, dass die VerbraucherInnen über die Möglichkeit verfügen, –auf einen Speicher zuzugreifen. Diese Speicherkapazitäten können durch reale physische Speicher bereitgestellt werden, wie z. B. bei industriellem Demand Side Management, chemischen Speichersystemen (wie Batterien oder Gas) oder durch Umwandlung von Elektrizität in Wärme, um die thermischen Kapazitäten als Flexibilitäten für das Stromnetz nutzbar zu machen.

Im Kontext von Hybrid DH wurde in erster Linie die Möglichkeit, die Sektorkopplung Strom zu Wärme zur Kompensation von Fluktuationen von Windkrafterzeugung für das Gebiet um Neusiedl untersucht. Bei der Sektorkopplung werden einzelne Energieverteilungsnetze in integrierte Energiesysteme (hybride Netze), die den Einsatz von Flexibilitäten enorm erleichtern, umgewandelt. Dabei ist die Kopplung unterschiedlicher Netze und Infrastrukturen notwendig, um zusätzliche Speicherpotentiale zu generieren. In integrierten Energiesystemen ist das Ziel, ein globales Optimum für die Nutzung aller betrachteten Energiearten (Strom, Wärme, Mobilität etc.) zu schaffen.

In unmittelbarer Nähe zum Stadtgebiet befindet sich zudem der Windpark Neusiedl, der mit 18 Windenergieanlagen eine Nennleistung von 32,4 MW aufweist. Im Jahr 2016 konnten damit knapp 48 GWh an Strom erzeugt werden. Der Windpark ist aufgrund seiner Inbetriebnahme Anfang der 2000er Jahre nicht mehr im Förderregime der OeMAG integriert, die erzeugte Windenergie wird somit auf dem freien Markt verwertet. Abbildung 4 zeigt die Jahresdauerlinie der Winderzeugung am Standort, Abbildung 5 zeigt den Lageplan des Windparks bzw. der Wärmezentrale.

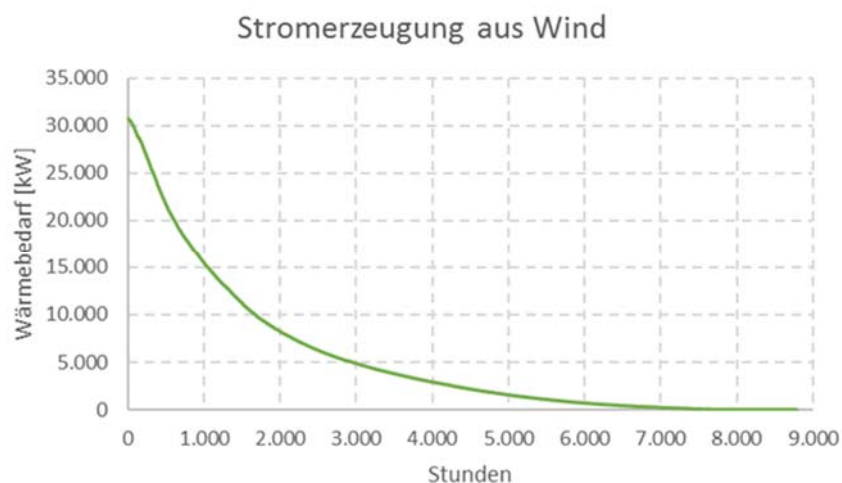


Abbildung 4 Stromerzeugung aus Windenergie

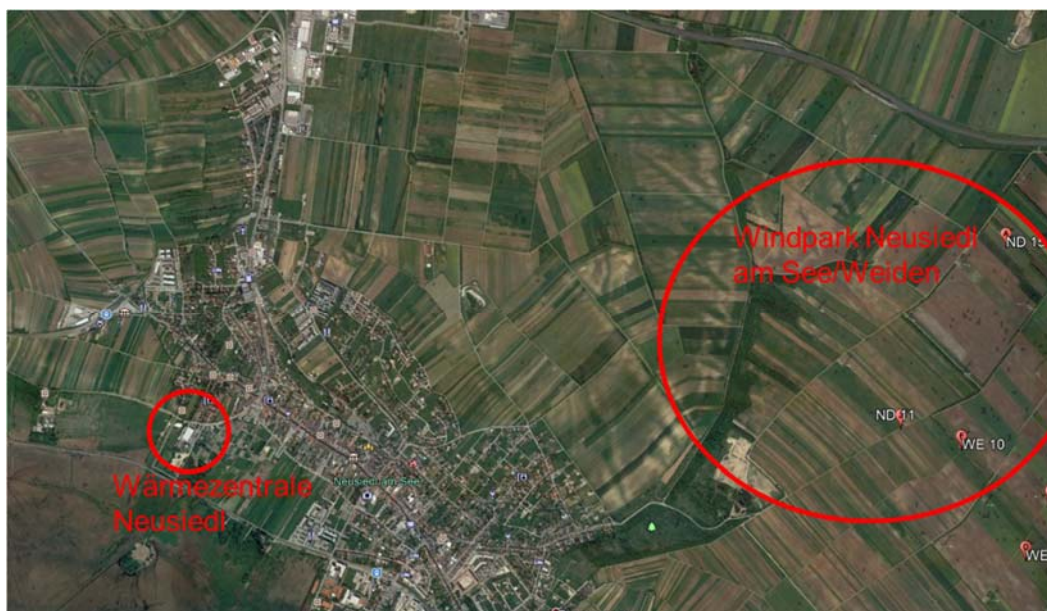


Abbildung 5 Lageplan

Seitens des Betreibers des Windparks wurde ebenfalls ein vollständiger Betriebsdatensatz für das Jahr 2016 zur Verfügung gestellt, der als Basis für die Berechnungen dient.

Für die in der Eigenvermarktung befindlichen Anlagen konnte im Jahr 2016 ein durchschnittlicher Großhandelspreis von 2,91 ct/kWh erreicht werden. Zu beachten ist hierbei, dass sich der Börsenpreis von Strom von der Winderzeugung beeinflusst wird und bei hohem Windenergieaufkommen tendenziell sinkt. Dies führt zu einer Selbstkannibalisierung am Markt.

### 1.3 Handlungsfelder

Basierend auf der Ausgangssituation lassen sich die folgenden Problemfelder skizzieren:

#### Wärmenetz

- Abhängigkeit von Rohstoffpreisen (Biomasse und Erdgas)
- Steigender Konkurrenzdruck durch alternative (dezentrale) Wärmeerzeugung
- Bestehende Wärmelieferverträge

#### Winderzeugung

- Niedrige Abnahmepreise für Strom am Großhandelsmarkt
- Selbstkannibalisierung am Markt
- Zusatzkosten für Ausgleichsenergie bei Prognoseabweichungen

## 2 Methodik der Konzepterstellung

Die energetische Potentialanalyse für die Stadt Neusiedl zeigt, dass derzeit nur 7,9 % des Wärmebedarfs der Stadt aus regionaler Wärmebereitstellung erfolgt. Verschiedene Faktoren lassen zudem auf eine Zunahme des Wärmebedarfs schließen (z.B. Zuzug in die Stadt, Zunahme von Wärmebedarf für Kälteanwendungen). Somit zeigt sich enormes Potential für Sektorkopplung über Power to Heat. Innerhalb des Arbeitspakets lag der Fokus somit auf der technoökonomischen und rechtlichen Detailanalyse von Sektorkopplungsoptionen zwischen regionalen Windstrom und dem Wärmenetz. Dabei wurden zwei technische Hauptvarianten für Power-to-Heat untersucht:

1. Elektrodenkessel
2. Großwärmepumpen

Zudem stellt sich die Frage der optimalen Anlagengröße, der technischen Einbindung sowie die Entwicklung einer geeigneten Betriebsstrategie, die auch die Entscheidung beinhaltet, ob die Power-to-Heat-Anlage nur mit lokalem Windstrom oder auch mit Netzstrom betrieben werden soll.

**Elektrodenkessel** haben dabei den Vorteil, dass diese einfach in ein bestehendes System einbindbar sind, einfach geregelt werden können und niedrigere Investitionskosten als Wärmepumpen aufweisen.

**Wärmepumpen** sind dagegen exergetisch wesentlich effizienter, daher fallen niedrigere Primärenergiekosten bzw. Opportunitätskosten (für nicht eingespeisten Strom aus den Windenergieanlagen) an. Die Einbindung ist allerdings komplexer, eine geeignete Wärmequelle muss genutzt werden können und die Investitionskosten sind somit höher.

Die Analysen der beiden Varianten erfolgten anhand von regelbasierten Jahresbetriebssimulationen der technologischen Lösungen mithilfe von Zeitreihen in 15-min Zeitschritten. Es bleibt zu erwähnen, dass die

Simulationen einigen Vereinfachungen unterworfen sind und einer ersten Abschätzung dienen sollen. Die Vereinfachungen sind:

- Konstante Wirkungsgrade der Kessel
- Vernachlässigung der Speicherverluste
- Vernachlässigung der Beschränkung Leistungsgradienten, Startup-Kosten, Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten

## 2.1 Simulation Basisvariante

Die Basisvariante stellt die derzeitige Situation dar. Dabei wird die Wärme zur Gänze über Biomasse und Gas zur Verfügung gestellt, der erzeugte Windstrom wird zur Gänze eingespeist. Die jährlichen Brennstoffkosten für die Wärmeerzeugung ergeben sich dabei aus Gleichung (2.1).

$$C_{Br,B} = \frac{p_{Br} \cdot Q_{Br}}{\eta_K} \quad (2.1)$$

mit

$C_{Br,B}$  jährliche Brennstoffkosten der Basisvariante in €

$p_{Br}$  Durchschnittlicher Brennstoffpreis in €/kWh

$Q_{Br}$  Benötigte Primärenergie Brennstoff pro Jahr in kWh

$\eta_K$  Durchschnittlicher Wirkungsgrad der Kessel

Dabei gilt für die Energie, die in den Kesseln bereitgestellt wird, Gleichung (2.2).

$$E_K = \frac{Q_{Br}}{\eta_K} \quad (2.2)$$

mit

$E_K$  Energie im Viertelstundenintervall, die über die Kessel bereit gestellt werden muss in kWh

## 2.2 Simulation Elektrodenkessel

Bei der Betrachtung der Power to Heat Varianten ist zu beachten, dass für die jährlichen Betriebskosten neben den verbleibenden Brennstoffkosten die Opportunitätskosten für nicht eingespeiste Windenergie sowie die Elektrizitätsabgabe für direkt verbrauchten Strom in der Höhe von 1,5 ct/kWh zu berücksichtigen sind. Zudem ist die Gleichzeitigkeit des auftretenden Windstroms mit der Wärmelast unter Berücksichtigung des Pufferspeichers zu beachten.

Der nutzbare Energieinhalt des Pufferspeichers wurde dabei nach Gleichung (2.3) ermittelt, der aktuelle Speicherinhalt nach Gleichung

$$E_{P,max} = \frac{m_B \cdot cp_w \cdot \Delta T}{3.600} \quad (2.3)$$



$$E_P(t) = \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t) - T_{min})}{3.600} \quad (2.4)$$

mit

$E_{P,max}$ ,  $E_P(t)$  Energieinhalt des Pufferspeichers in kWh

$m_B$  Masse des Wassers im Puffer in kg

$cp_w$  spezifische Wärmekapazität von Wasser in kJ/kgK

$T$ ,  $\Delta T$  Speichertemperatur bzw. nutzbarer Temperaturhub im Speicher in K

Beim vorhandenen Speicher mit 145.000 l und einer Dichte von 1 kg/l ergibt sich eine Masse von 145.000 kg. Bei der spezifischen Wärmekapazität von Wasser (4,19 kJ/kgK) und einem nutzbaren Temperaturhub von 30 K ergibt sich eine nutzbare Speicherkapazität von **5.063 kWh**.

Der mit dem Elektrodenkessel in Wärme umwandelbare Strom ergibt sich dabei je nach Windstromerzeugung, Wärmelast sowie freier Speicherkapazität je Zeitintervall anhand (2.5).

$$E_{Pth}(t) = \begin{cases} E_{Wind}(t), & E_{WL}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T_{max} - T(t-1))}{3.600} > E_{Wind}(t) \\ E_{WL}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T_{max} - T(t-1))}{3.600}, & E_{WL}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T_{max} - T(t-1))}{3.600} \leq E_{Wind}(t) \end{cases} \quad (2.5)$$

mit

$E_{Pth}$  Energie in die Power to Heat Anlage in kWh

$E_{Wind}$  im Zeitintervall verfügbare Winderzeugung in kWh

$E_{WL}$  Wärmelast in kWh

$T_{max}$  maximale Speichertemperatur in °C

$T$  Speichertemperatur in °C

Zu beachten ist zudem die absolute Leistungsgrenze der Power to Heat Anlage.

Die verbleibende und über die Brennstoffkessel zur Verfügung zu stellende Wärmelast bzw. die dafür benötigte Brennstoffwärmemenge ergeben sich aus Gleichung (2.6).

$$E_K(t) = \begin{cases} E_{WL}(t) - E_{Pth}(t) - \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t-1) - T_{min})}{3.600}, & E_{WL}(t) > E_{Pth}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t-1) - T_{min})}{3.600} \\ 0, & E_{WL}(t) < E_{Pth}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t-1) - T_{min})}{3.600} \end{cases} \quad (2.6)$$

Die Berechnung der Speichertemperatur ergibt sich aus Gleichung (2.7).

$$T(t) = \frac{3.600 \cdot E_P(t)}{m_B \cdot cp_w} + T_{min} \quad (2.7)$$

Die Energie im Pufferspeicher zum jeweiligen Zeitpunkt ergibt sich aus Gleichung (2.8).

$$E_P(t) = E_P(t-1) + E_{Pth}(t-1) + E_K(t-1) - E_{WL}(t-1) \quad (2.8)$$

Die Berechnung der jährlichen Brennstoffkosten (inkl. Strom aus Windenergie und Elektrizitätsabgabe) berechnen sich für die Power to Heat Anlage nach Gleichung (2.9).

$$C_{Br,PtH} = \frac{p_{Br} \cdot Q_{Br}}{\eta_K} + \sum E_{Pth,i} \cdot (p_{el,i} + A_E) \quad (2.9)$$

Mit

$C_{Br,PtH}$  Brennstoffkosten der Power to Heat Variante in €

$E_{Pth,i}$  Strom in die Power to Heat Anlage im Zeitschritt i in kWh

$p_{el,i}$  Großhandelspreis Strom im Zeitschritt i in €/kWh

$A_E$  Elektrizitätsabgabe 0,015 €/kWh

## 2.3 Simulation Wärmepumpe

Aufgrund einer fehlenden ganzjährig nutzbaren Abwärmequelle wurde ein zweistufiges Konzept mit Luftwärmepumpen entwickelt, welches im Sommer monovalent betrieben werden kann, während in der kalten Jahreszeit, wenn der Biomassekessel in Betrieb ist, eine Rauchgaskondensationsanlage als Wärmequelle dient. Dies bedingt natürlich auch, dass der Winterbetrieb nur parallel mit dem Biomassekessel möglich ist.

Nach Gesprächen mit Herstellern von Großwärmepumpen kann der COP für Luftwärmepumpen nach Gleichung (2.10) geschätzt werden.

$$COP_{LWP} = \begin{cases} 0, & T_{out} < 0 \\ 3 + \frac{4,5-3}{40-5} \cdot (T_{out} - 5), & 0 < T_{out} < 40 \end{cases} \quad (2.10)$$

Mit

$COP_{LWP}$  Coefficient of Performance der Luftwärmepumpe

$T_{out}$  Außentemperatur in °C

Wird die Wärmepumpe mit der Wärmequelle Rauchgas betrieben, so wird ein COP von 4,5 angesetzt. Allerdings ist die im Rauchgas enthaltene Energie nach Gleichung (2.11) begrenzt.

$$E_{RG}(t) = 0,25 \cdot E_K(t) \quad (2.11)$$

Mit

$E_{RG}$  maximal aus dem Rauchgas entnehmbare Energie in kWh

Dies ergibt für die Wärmepumpe im Rauchgaskondensationsbetrieb folgende Leistungsbegrenzung nach Gleichung (2.12).

$$E_{WP,th,max}(t) = E_{th,ges} - \frac{E_{th,ges}}{1 + 0,25 + \frac{0,25}{COP_{WP}-1}} \quad (2.12)$$

Anders gesagt beträgt das Wärmeverhältnis zwischen Biomassekessel und Wärmepumpe durch die gegebene Wärmebilanz etwa 1:0,24.

Die restlichen Berechnungen gelten analog zur Variante mit dem Elektrodenkessel, allerdings unter Berücksichtigung des COPs für die Wärmepumpe. Der mit der Wärmepumpe in Wärme umwandelbare Strom ergibt sich dabei je nach Windstromerzeugung, Wärmelast sowie freier Speicherkapazität je Zeitintervall anhand Gleichung (2.13).

$$E_{WP}(t) = \begin{cases} E_{Wind}(t), & E_{WL}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T_{max} - T(t-1))}{3.600} > E_{Wind}(t) \cdot COP_{WP}(t) \\ \frac{E_{WL}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T_{max} - T(t-1))}{3.600}}{COP_{WP}}, & E_{WL}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T_{max} - T(t-1))}{3.600} \leq E_{Wind}(t) \cdot COP_{WP}(t) \end{cases} \quad (2.13)$$

mit

$E_{WP}$  Strom in die Wärmepumpe in kWh

$E_{Wind}$  im Zeitintervall verfügbare Winderzeugung in kWh

$E_{WL}$  Wärmelast in kWh

$T_{max}$  maximale Speichertemperatur in °C

$T$  Speichertemperatur in °C

$COP_{WP}(t)$  COP der Wärmepumpe

Zu beachten ist zudem die absolute Leistungsgrenze der Wärmepumpe bzw. die Leistungsgrenze im Rauchgaskondensationsbetrieb nach Gleichung (2.12).

Die verbleibende und über die Brennstoffkessel zur Verfügung zu stellende Wärmelast bzw. die dafür benötigte Brennstoffwärmemenge ergeben sich aus Gleichung (2.14).

$$E_K(t) = \begin{cases} E_{WL}(t) - E_{WP}(t) - \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t-1) - T_{min})}{3.600}, & E_{WL}(t) > E_{WP}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t-1) - T_{min})}{3.600} \\ 0, & E_{WL}(t) < E_{WP}(t) + \frac{m_B \cdot cp_w \cdot (T(t-1) - T_{min})}{3.600} \end{cases} \quad (2.14)$$

Die Berechnung der Speichertemperatur ergibt sich aus Gleichung (2.7).

$$T(t) = \frac{3.600 \cdot E_P(t)}{m_B \cdot cp_w} + T_{min} \quad (2.15)$$

Die Energie im Pufferspeicher zum jeweiligen Zeitpunkt ergibt sich aus Gleichung (2.8).

$$E_P(t) = E_P(t-1) + E_{WP}(t-1) \cdot COP_{WP}(t-1) + E_K(t-1) - E_{WL}(t-1) \quad (2.16)$$

Die Berechnung der jährlichen Brennstoffkosten (inkl. Strom aus Windenergie und Elektrizitätsabgabe) berechnen sich für die Power to Heat Anlage nach Gleichung (2.9).

$$C_{Br,WP} = \frac{p_{Br} \cdot Q_{Br}}{\eta_K} + \sum E_{WP,i} \cdot (p_{el,i} + A_E) \quad (2.17)$$

Mit

$C_{Br,PtH}$  Brennstoffkosten der Wärmepumpen-Variante in €

$E_{WP,i}$  Strom in die Wärmepumpe im Zeitschritt i in kWh

$p_{el,i}$  Großhandelspreis Strom im Zeitschritt i in €/kWh

$A_E$  Elektrizitätsabgabe 0,015 €/kWh

## 2.4 Dimensionierung der Anlagen

Da das Winddargebot bzw. die Windleistung ein Vielfaches der Wärmelast im Wärmenetz beträgt, wurde die Dimensionierung der Wärmeanlagen rein anhand des Wärmenetzes durchgeführt. Auf Basis der Jahresdauerlinie des Wärmenetzes (vgl. Abbildung 6) wurde die Dimensionierung mit 2 MW Wärmeleistung angesetzt. Dies kann durch zwei Aspekte begründet werden:

1. Die Dimensionierung ergibt – unabhängig vom eigentlichen Winddargebot – entsprechend große Dauer an Volllaststunden (lt. Jahresdauerlinie > 2.000 h) wieder. Geht man davon aus, dass der Pufferspeicher den Tag - Nachtausgleich begünstigt, erhöht sich diese Zahl zusätzlich.
2. Bei einer maximalen Last im Wärmenetz von 4,8 MW kann unter Ausnutzung des Pufferspeichers die Last mit dem Biomassekessel (2,6 MW) und der Power to Heat Anlage grundsätzlich gedeckt werden.

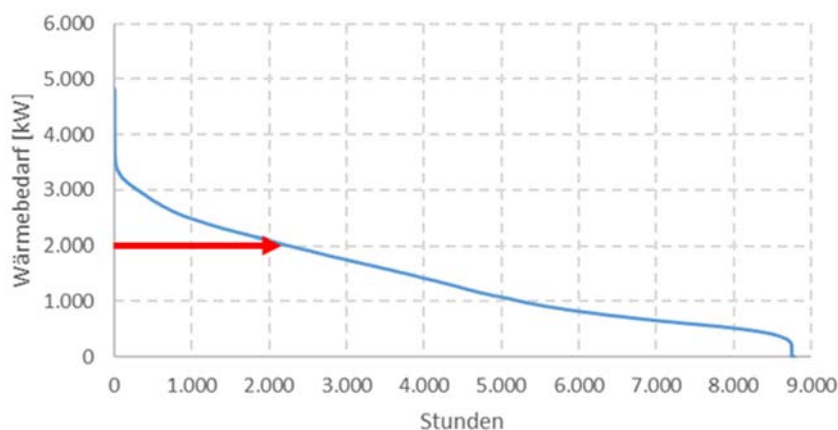


Abbildung 6 Dimensionierung der Anlagen

Dementsprechend erfolgt die weitere Simulation mit Anlagen einer Wärmeleistung von 2 MW. Die Ergebnisse dafür werden in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Weitere Auslegungsdetails folgen in Kapitel 4.



### 3 Simulationsergebnisse

Da wesentliche Teile der Berechnungen auf vertrauliche Daten, insbesondere Kostenkalkulationen seitens des Betreibers der Anlagen beruhen, erfolgt die Ergebnisdarstellung der wirtschaftlichen Ergebnisse jeweils in relativem Verhältnis zueinander.

Die technologiebasierte Energiebilanz zeigt, dass gegenüber der derzeitigen Variante ein wesentlicher Teil der im Wärmenetz benötigten Energie über die Sektorkopplung Strom/Wärme bereitgestellt werden kann (vgl. Abbildung 7). Dies gilt sowohl bei der Variante mit dem Elektrodenkessel (Pth) als auch bei der Wärmepumpenvariante. Aufgrund der hohen Windleistung ist die Menge an Wärme, die über den Elektrodenkessel bereit gestellt werden kann mit 9.148 MWh geringfügig höher als jene der Wärmepumpe mit 8.724 MWh. Grund dafür sind die Leistungsbegrenzungen der Wärmepumpe, die sich im Winterbetrieb aus der im Rauchgas enthaltenen Wärmemenge ergeben. In der Bilanz sind unter dem Begriff „Umweltenergie“ sowohl die der Außenluft entzogene Wärme als auch die genutzte Wärme aus dem Rauchgas enthalten.

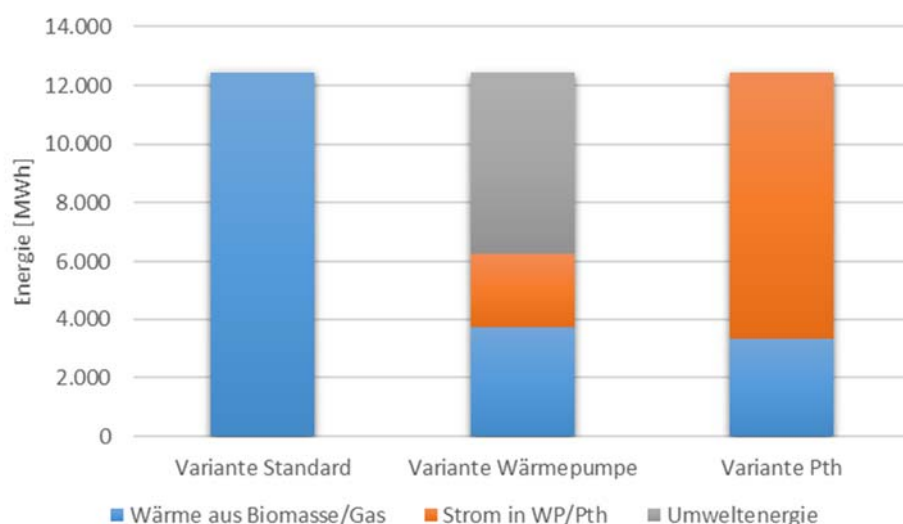


Abbildung 7 Wärmebereitstellung der Varianten

Wesentlicher Unterschied der Sektorkopplungsvarianten ist die Menge an Windenergie, die für die Umwandlung benötigt wird. Abbildung 8 zeigt diesen Umstand. Während für die Wärmepumpenvariante 2.519 MWh Windstrom in die Wärmepumpe fließen, benötigt die Power to Heat Variante mit Elektrodenkessel 9.148 MWh Strom.

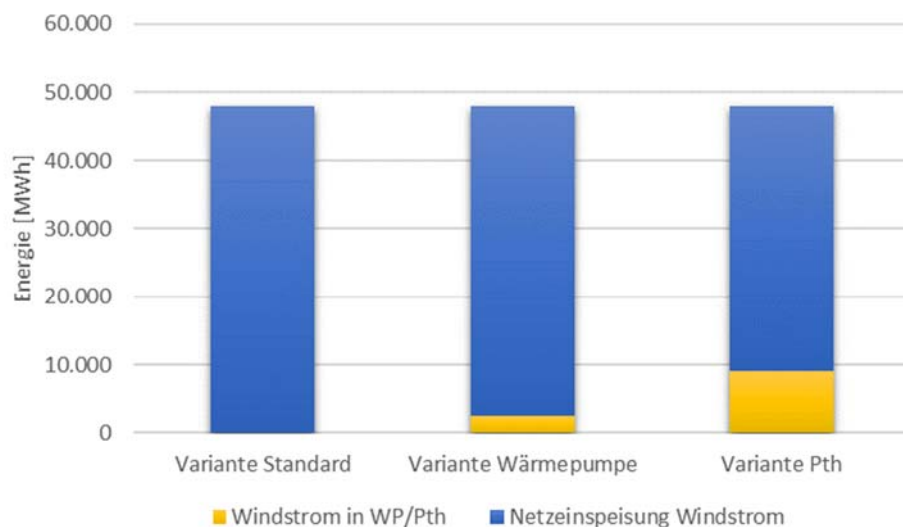


Abbildung 8 Verwendung Windstrom

Dies führt aufgrund der dafür anzusetzenden Opportunitätskosten sowie der Elektrizitätsabgabe auch zu erheblichen Unterschieden bei den jährlichen Primärenergiekosten für die Wärmebereitstellung (vgl. Abbildung 9). Während sich bei der Variante mit dem Elektrodenkessel (Pth) sogar Mehrkosten ergeben, betragen die Brennstoffkosten für die Wärmepumpenvariante nur noch 52 % der Standardvariante.

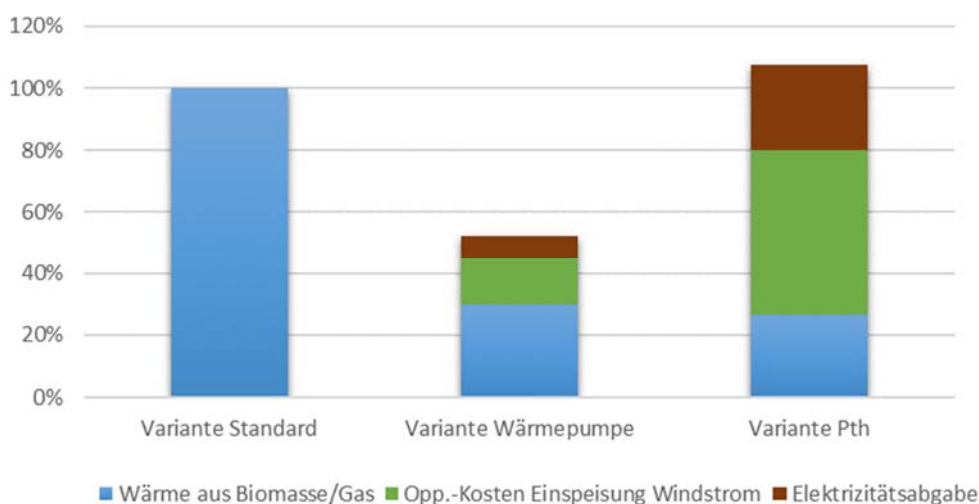


Abbildung 9 Jährliche Brennstoffkosten inkl. Opportunitätskosten für nicht eingespeiste Windenergie

Es bleibt zu erwähnen, dass diese Primärenergiekosten nicht die Investition in die Neuanlagen berücksichtigen, die Differenz zwischen den Varianten muss daher die etwaige Mehr-Investition in die Wärmepumpe finanzieren. Nach einer Konzeptdetaillierung wird daher in Kapitel 4 eine Investitionsabschätzung durchgeführt.

## 4 Technische Umsetzung

### 4.1 Betrachtung der Versorgungssicherheit

Basierend auf den Ergebnissen aus der Konzepterstellung wurden die Umsetzungskonzepte verfeinert und anschließend einer einfachen Amortisationsrechnung unterzogen. Grundvoraussetzung dafür waren folgende Vorgaben:

1. Der Betrieb der Power to Heat Anlage (sowohl Wärmepumpe als auch Elektrodenkessel) soll nur mit lokalem Windstrom erfolgen. Eine Betrieb mit Netzstrom ist – u.a. aufgrund der damit verbundenen Umbauarbeiten aber auch aus Gründen der allgemeinen Netzsituation (wenn keine Windenergie vor Ort verfügbar ist, besteht in der Regel auch kein Überschuss im Stromnetz und die Großhandelspreise sind entsprechend hoch) nicht erwünscht.
2. Der Wärmepumpenbetrieb soll im Sommer die saisonale Außerbetriebnahme der Kessel ermöglichen.

Aus den beiden Vorgaben ergibt sich, dass das zeitlich aufgelöste Winddargebot hinsichtlich der zu überbrückenden Zeit bei Windflauten untersucht werden muss. Eine Analyse der Winddaten aus dem Jahr 2016 ergibt dabei die Situation nach Abbildung 10. Dargestellt sind hier die Anzahl und die Dauern der Windflauten, wobei diese mit einer Erzeugungsleistung von weniger als 250 kW definiert wurden.

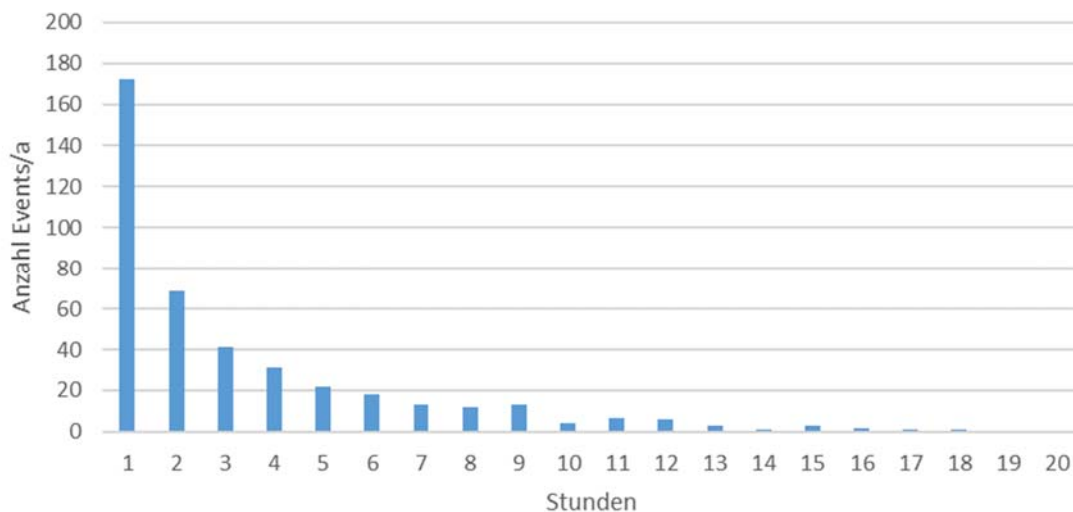


Abbildung 10 Anzahl und Dauer der Windflauten

Diese Werte werden mit der durchschnittlichen Last im Sommerbetrieb ( $660 \text{ kW}_{th}$ ) bzw. dem maximalen Speicherinhalt in Relation gesetzt. Bei einem maximalen Speicherinhalt von  $5.063 \text{ kWh}$  (vgl. Kapitel 2) ergibt sich eine Überbrückungszeit von  $\sim 7,5 \text{ h}$ . Eine nähere Betrachtung der Windflauten ergibt, dass im analysierten Jahr 29 Flauten mit einer Dauer von mehr als 8 h auftreten. Unter Beachtung der Vorgaben (kein Betrieb mit Netzstrom, Außerbetriebnahme der Kessel im Sommer) ist die Wärmelast somit nur durch eine Erweiterung der Speicherkapazität zu decken. Daher wurde in die weitere Betrachtung eine **Verdopplung der Speicherkapazität** auf  $290 \text{ m}^3$  eingeplant.

## 4.2 Durchführung Investitionsrechnung

Basierend auf den Varianten inkl. Speichererweiterung wurde in weiterer Folge eine einfache Investitionsrechnung durchgeführt. Diese berücksichtigt die Brennstoffkosten (inkl. die Opportunitätskosten für Windstrom), die Investitionskosten sowie den Zinssatz von 3 %. Die Kosten für die Direktleitung (217 €/kW) beziehen sich beim Elektrodenkessel auf eine Nennleistung von 2 MW, bei der Wärmepumpenvariante auf 670 kW (volle thermische Leistung bei minimalem COP von 3).

Die grundlegenden Annahmen dieser Berechnung sind in Tabelle 4-1 angeführt.

Tabelle 4-1: Parameter der Investitionsrechnung

Parameter	Wert
Zinssatz	3 %
Spezifische Kosten der Wärmepumpe inkl. Einbindung	600 €/kW <sub>th</sub>
Spezifische Kosten Elektrodenkessel	85 €/kW
Spezifische Kosten Erweiterung Wärmespeicher	1 €/l
Kosten für Direktleitung	217 €/kW
Förderung für Speichererweiterung und Wärmepumpe	30 %

Dabei zeigt sich, dass sich die Investition in die Wärmepumpe nach zehn Jahren amortisiert, während sich die Investition in den Elektrodenkessel – aufgrund der höheren Kosten für Windstrom inkl. Elektrizitätsabgabe nicht amortisieren (vgl. Abbildung 11).

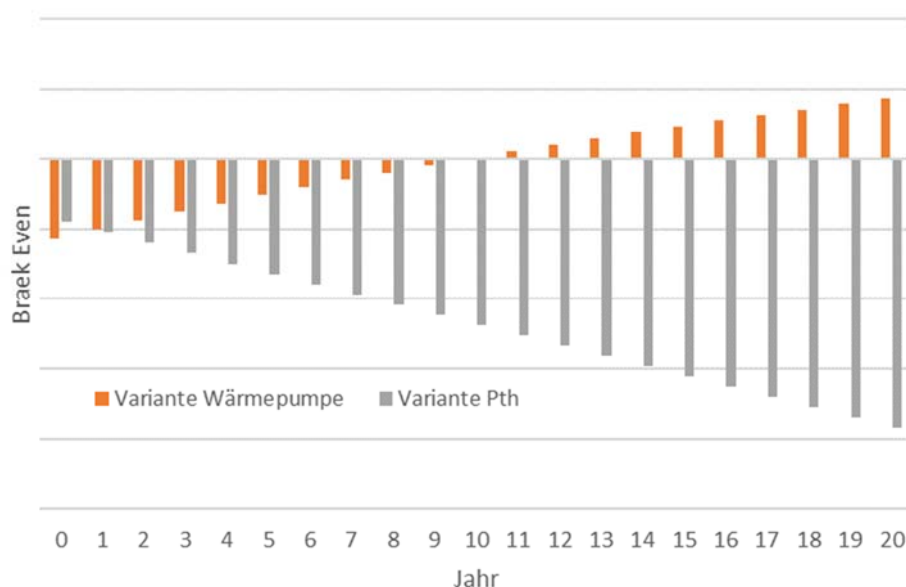


Abbildung 11 Investitionsrechnung der Varianten



### 4.3 Vorbereitung Umsetzung hybride Netzeinspeisung

Basierend auf den Ergebnissen des Konzepts und der Investitionsrechnung wurde die Umsetzung der hybriden Netzeinspeisung in der Wärmepumpenvariante gemeinsam mit dem Betreiber der Anlagen in die Wege geleitet und erste Sondierungsgespräche mit Technologienanbietern geführt. Dabei ergab sich – bedingt durch die Vorgabe, dass die Wärmepumpen nicht mit Netzstrom betrieben werden können – die Notwendigkeit, das gesicherte Herunterfahren der Wärmepumpen zu gewährleisten. Dadurch wurde das bestehende Konzept noch durch einen Batteriespeicher mit rund 750 kWh Speicherkapazität erweitert. Abbildung 12 zeigt somit das finale Konzept der hybriden Netzeinspeisung Neusiedl am See. Die bestehenden Anlagen (Windpark, Heizanlage mit Biomassekessel und Gaskessel sowie 145 m<sup>3</sup> Pufferspeicher werden um je eine Rauchgaskondensationswärmepumpe und eine Luftwärmepumpe erweitert. Zudem sichern ein Akku und ein zusätzlicher Pufferspeicher die Versorgungssicherheit im Wärmenetz auch im Stand Alone Betrieb der Wärmepumpen.

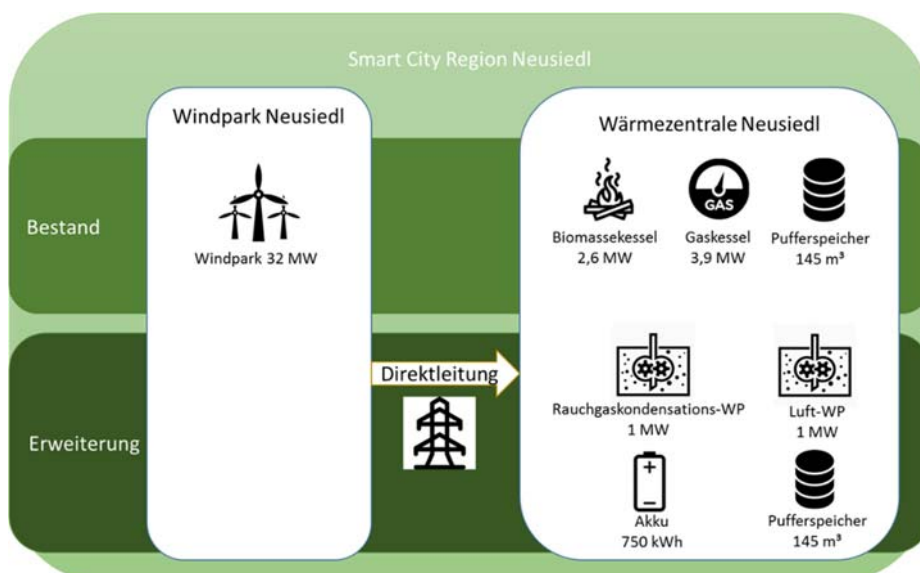


Abbildung 12 Finales Umsetzungskonzept der hybriden Netzeinspeisung

Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung befinden sich die Erweiterungen der Anlage in Ausschreibung durch den Anlagenbetreiber. Die Umsetzung, Optimierung und weitere Beforschung der bestehenden Anlage sowie die Erarbeitung weiterer Geschäftsmodelle und Anlagenerweiterungen im Sinne eines Energy Hubs in Neusiedl wird im Demoprojekt Hybrid DH Demo erfolgen.

## 5 Verzeichnisse

### 5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Wärmezentrale Neusiedl.....	3
Abbildung 2 Wärmezentrale Neusiedl.....	4
Abbildung 3 Jahresdauerlinie Fernwärmenetz Neusiedl.....	4
Abbildung 4 Stromerzeugung aus Windenergie.....	6
Abbildung 5 Lageplan.....	6
Abbildung 6 Dimensionierung der Anlagen.....	12
Abbildung 7 Wärmebereitstellung der Varianten.....	13
Abbildung 8 Verwendung Windstrom.....	14
Abbildung 9 Jährliche Brennstoffkosten inkl. Opportunitätskosten für nicht eingespeiste Windenergie.....	14
Abbildung 10 Anzahl und Dauer der Windflauten.....	15
Abbildung 11 Investitionsrechnung der Varianten.....	16
Abbildung 12 Finales Umsetzungskonzept der hybriden Netzeinspeisung.....	17

### 5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Parameter der Investitionsrechnung.....	16
--	----