



AMSTEIN + WALTHERT

# uptown Basel Energiekonzept

Abschlussbericht Machbarkeitsstudie



Version 1.0 / 28. April 2020

# Impressum

|                      |                                                                                                                                                        |                                    |
|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| <b>Auftraggeber</b>  | Dietziker Partner Baumanagement AG<br>Bauherrentreuhändler<br>z.Hd. Herr Fankhauser und Herr Dietziker<br>uptown Basel<br>Schorenweg<br>4144 Arlesheim |                                    |
| <b>Auftragnehmer</b> | Amstein + Walthert AG<br>Andreasstrasse 5<br>8050 Zürich<br><br>Tel.: +41 44 305 91 11<br><br>amstein-walthert.ch                                      |                                    |
| <b>Verfasser</b>     | Matthias Mast                                                                                                                                          | AWZH                               |
|                      | Rene Hoffmann                                                                                                                                          | AWZH                               |
|                      | Fabian Rottmann                                                                                                                                        | AWZH                               |
| <b>Verteiler</b>     | Herr Fankhauser                                                                                                                                        | Fankhauser Arealentwicklung        |
|                      | Herr Dietziker                                                                                                                                         | Dietziker Partner Baumanagement AG |
| <b>Versionen</b>     | Version 1.0                                                                                                                                            | 28.4.2020                          |
| <b>Freigegeben</b>   | 27.4.2020                                                                                                                                              | HAUC                               |
| <b>Bezeichnung</b>   | BLIN/107191/B001_uptown_Energiekonzept_Schlussbericht                                                                                                  |                                    |

# Inhaltsverzeichnis

|           |                                                                                                 |           |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>I</b>  | <b>Management Summary</b> .....                                                                 | <b>5</b>  |
| <b>II</b> | <b>Verzeichnisse</b> .....                                                                      | <b>7</b>  |
| <b>1</b>  | <b>Zielsetzung</b> .....                                                                        | <b>8</b>  |
| 1.1       | Ausgangslage.....                                                                               | 8         |
| 1.2       | Ziele .....                                                                                     | 8         |
| <b>2</b>  | <b>Grundlagen</b> .....                                                                         | <b>9</b>  |
| 2.1       | Perimeter und Schnittstellen .....                                                              | 9         |
| 2.2       | Grundlagendokumente .....                                                                       | 9         |
| 2.3       | Zeitliche Arealentwicklung / Etappierung .....                                                  | 10        |
| 2.4       | Flächenentwicklung und Nutzungen.....                                                           | 11        |
| <b>3</b>  | <b>Energie- und Leistungsbedarf des Gesamtareals</b> .....                                      | <b>12</b> |
| 3.1       | Spezifische Bedarfswerte .....                                                                  | 12        |
| 3.2       | Leistungs- und Energiebedarf (Strom / Wärme / Kälte) –<br>Areal im Endausbau .....              | 14        |
| 3.3       | Zeitliche Entwicklung Leistungs- und Energiebedarf (Strom<br>/ Wärme / Kälte).....              | 15        |
| 3.4       | Saisonale Verteilung Energiebedarf (Wärme / Kälte).....                                         | 16        |
| 3.5       | Geografische Verteilung Energie- und Leistungsbedarf<br>(Wärme / Kälte) .....                   | 17        |
| <b>4</b>  | <b>Thermische Energiequellen und -senken</b> .....                                              | <b>18</b> |
| 4.1       | Interne Abwärme / «Abkälte».....                                                                | 18        |
| 4.2       | Grundwasser .....                                                                               | 18        |
| 4.3       | Erdsonden .....                                                                                 | 19        |
| 4.4       | Holz-Wärmeverbund.....                                                                          | 20        |
| 4.5       | Aussenluft .....                                                                                | 20        |
| <b>5</b>  | <b>Potenzialermittlung PV</b> .....                                                             | <b>21</b> |
| 5.1       | Flächenbelegung und Dimensionierung .....                                                       | 21        |
| 5.2       | Dynamische Ertragssimulationen .....                                                            | 22        |
| 5.3       | Simulation Eigenverbrauch und Autarkiegrad.....                                                 | 25        |
| <b>6</b>  | <b>Thermisches Versorgungskonzept</b> .....                                                     | <b>27</b> |
| 6.1       | Priorisierung von Energiequellen und -senken .....                                              | 27        |
| 6.2       | Versorgungsvarianten.....                                                                       | 27        |
| 6.3       | Verteilkonzept 4-Leiter .....                                                                   | 29        |
| 6.4       | Temperaturniveaus.....                                                                          | 30        |
| 6.5       | Einbindung von Verbrauchern mit «extremen<br>Temperaturanforderungen» in das Gesamtkonzept..... | 31        |
| 6.6       | Regelkonzept .....                                                                              | 33        |
| 6.7       | Energieflüsse.....                                                                              | 33        |
| 6.8       | Energiebilanz.....                                                                              | 35        |
| 6.9       | Spezialfall Einbindung Gebäude 1 .....                                                          | 36        |
| <b>7</b>  | <b>Elektrisches Energiekonzept</b> .....                                                        | <b>37</b> |
| 7.1       | PV – Technologien .....                                                                         | 37        |
| 7.2       | Batteriespeicher.....                                                                           | 41        |
| 7.3       | Wasserstoffnutzung für LKW-Flotte.....                                                          | 47        |

**VORABZUG**

|           |                                           |           |
|-----------|-------------------------------------------|-----------|
| <b>8</b>  | <b>Erschliessungskonzept.....</b>         | <b>52</b> |
| 8.1       | Energiezentralen .....                    | 52        |
| 8.2       | Leitungen .....                           | 55        |
| 8.3       | Arealwärme- / Kältespeicher .....         | 57        |
| 8.4       | Rückkühler .....                          | 58        |
| <b>9</b>  | <b>Kostenschätzung.....</b>               | <b>60</b> |
| 9.1       | Grundlagen / Schnittstellen .....         | 60        |
| 9.2       | Investitionen .....                       | 61        |
| 9.3       | Wirtschaftlichkeit.....                   | 62        |
| <b>10</b> | <b>Risikobetrachtung .....</b>            | <b>65</b> |
| <b>11</b> | <b>Fazit.....</b>                         | <b>66</b> |
| 11.1      | Zusammenfassung .....                     | 66        |
| 11.2      | Empfehlung .....                          | 68        |
| 11.3      | Offene Punkte und weiteres Vorgehen.....  | 70        |
| <b>12</b> | <b>Anhang / Beilagen .....</b>            | <b>71</b> |
| 12.1      | Abbildungs- und Tabellenverzeichnis ..... | 71        |
| 12.2      | Grundlagendokumente .....                 | 73        |
| 12.3      | Beilagen .....                            | 73        |

## I Management Summary

Das Hauptziel dieser Machbarkeitsstudie bestand in der Erarbeitung eines **Energiekonzepts** für die **thermische Arealversorgung und Vernetzung** für das bereits teilweise im Bau befindliche Kompetenzzentrum für die Industrie 4.0 auf dem Schorenareal in Arlesheim (uptown Basel). Neben der nachhaltigen Arealversorgung mit Wärme und Kälte sollte zudem ein Konzept zur sinnvollen **Nutzung und Einbindung** von **Solarstrom** auf dem Areal erstellt werden. Darüber hinaus sollte ein allgemeiner Ausblick bezüglich zukünftiger Technologien und eine Bewertung möglicher Batteriespeichertechnologien, sowie einer Wasserstoffnutzung auf dem Areal gegeben werden.

Das ausgearbeitete **thermische Konzept** basiert auf der Idee einer **saisonalen Energieverlagerung** zwischen dem **Areal uptown Basel** und dem **angrenzenden Holzwärmeverbund der Primeo Wärme AG**. Sofern in der Gesamtbilanz auf dem Areal ein Überschuss an Abwärme besteht (überwiegend Sommerbetrieb) wird diese Abwärme prioritär an den angrenzenden Wärmeverbund abgegeben und nach Temperaturveredelung über eine Wärmepumpe zur Energiebereitstellung des Wärmeverbundes in der Übergangs- und Schwachlastphase genutzt. In zweiter Priorität kann der Arealabwärmeüberschuss über hybride Rückkühler an die Aussenluft und ggf. an das Grundwasser abgegeben werden. Sofern in der Gesamtbilanz eine Unterdeckung an Wärme besteht, wird der Restwärmebedarf ab dem Holzwärmeverbund durch Einspeisung in das Arealwärmenetz bereitgestellt (vgl. Kapitel 6.6 - 6.8).

Zur **Energieverteilung** werden die Gebäude (Verbraucher von Wärme und Kälte) auf dem Areal über ein ringförmiges **Wärmenetz auf 37°C** und ein ringförmiges **Kältenetz auf 14°C** erschlossen. Die Netze verlaufen dabei in Energiekanälen im UG. Die ringförmige Erschliessung jedes Verbrauchers aus zwei Richtungen gewährleistet eine **verteilungsseitige Redundanz**, was die Versorgungssicherheit erhöht (vgl. Kapitel 6.3).

Die Kälteeinspeisung in das Kältenetz erfolgt über **3 dezentral platzierte Energiezentralen** mit einer geplanten Maschinenkälteleistung von jeweils 2 x 700 kW. Die dezentral angeordneten Energiezentralen **mit jeweils 2 Maschinen** gewährleisten eine **erzeugungssseitige Maschinenredundanz von n+1**. Die bei der Kältebereitstellung entstehende Abwärme wird in das Wärmenetz eingespeist und, sofern möglich, auf dem Areal durch angeschlossene Verbraucher genutzt (vgl. Kapitel 8.1).

Die aktuelle Planung sieht die Installation von **Photovoltaikmodulen** auf den Dach- sowie Fassadenflächen der Gebäude in einem Umfang von ca. **5 MWp** und einer prognostizierten **jährlichen PV-Stromproduktion von ca. 4'000 MWh** vor (vgl. Kapitel 5.1).

In einer ersten Schätzung wird, unter der Annahme eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) von einem **PV-Eigenverbrauchsanteil** von ca. **80%** ausgegangen, sprich einer direkten Nutzung von ca. 80% des auf dem Areal produzierten Photovoltaikstroms durch die Geräte und Prozesse in den Gebäuden. Gleichzeitig würde dies einem **elektrischen Autarkiegrad des Areals** von ca. **40%** entsprechen. Durch die zusätzlich geplante Nutzung von E-Mobilität könnte der Eigenverbrauchsanteil noch weiter gesteigert werden (vgl. Kapitel 5.3).

## VORABZUG

Die geschätzten **Investitionskosten** für die **thermische Arealversorgung** betragen ca. **CHF 10.2 Mio.<sup>1</sup>** und für die geplanten **Photovoltaikinstallation** ca. **CHF 7.3 Mio<sup>1</sup>** (vgl. Kapitel 9.2). Unter dem Vorbehalt, bis dato noch nicht definierter Preise für den Wärmeaustausch mit dem Holzwärmeverbund der Primeo Wärme AG, bewegen sich die prognostizierten **Energiegestehungskosten** der Wärme- und Kältebereitstellung in einer **wirtschaftlich wettbewerbsfähigen Grössenordnung** (vgl. Kapitel 9.3).

Es wird empfohlen die **Arealleitungen ausreichend gross zu dimensionieren** und **ausreichend Flächen für Energiezentralen**, prioritär in Gebäuden mit frühem und gesichertem Zugangsdatum, vorzusehen. Zur Konzentration der technischen Infrastruktur wird empfohlen die **Rückkühler auf der Holzheizzentrale des Gebäudes 4** zu installieren. Bis zur detaillierten Prüfung der **Flächenverfügbarkeit** und Zulässigkeit im Rahmen des **Bauantrags** und der **Lärmschutzbedingungen** sollten jedoch alternative Standorte als Rückfalloption vorgehalten werden.

Für die reibungslose und energetisch effiziente Einbindung von Gebäuden in die Arealversorgung wird empfohlen **technische Anschlussbedingungen (TABs)** zeitnah zu definieren deren Durchsetzung zu gewährleisten. Zudem müssen die **Schnittstellen** für den Energieaustausch zwischen dem **Areal uptown Basel** und dem **angrenzenden Holzwärmeverbund (Primeo Wärme AG)** definiert und ausgearbeitet werden. In dem Rahmen bedarf es neben den Energiepreisverhandlungen auch einer Regelungs- und Betriebsstrategie, sowie eines integralen Mess- und Abrechnungssystems für Wärme, Kälte und Strom.

Aufgrund der Unsicherheit einer **Grundwassernutzung** wird empfohlen die Aufwände für dessen Planung aktuell noch möglichst klein zu halten. Der Prozess einer **Konzessionerteilung** sollte jedoch **zeitnah mit den Behörden abgestimmt** und notwendige Massnahmen zur Erhaltung der Option sollten umgesetzt werden.

Neben der Empfehlung zur Realisierung von PV-Gründächern sollte die aktuelle **PV-Flächenbelegung überarbeitet bzw. optimiert** und verschattete und wenig produktive Flächen durch höher produktive Flächen ersetzt werden. Je nach angestrebter Systemdienstleistung (v.a. Lastspitzenminimierung und Eigenverbrauchsoptimierung) und Nachhaltigkeitsfokus wird empfohlen bereits heute schon die **Flächen und Elektroinfrastruktur für grössere Batteriespeicher** (v.a. Lithium-Ionen- / Salzwasser-Batteriespeicher) **einzuplanen**, sodass diese nach dem prognostizierten Preissturz zu einem späteren Zeitpunkt zu wirtschaftlichen Konditionen nachgerüstet werden können.

Aufgrund der hohen prognostizierten PV-Eigenstromnutzung ist die **Entscheidung** über eine **Wasserstoffproduktion auf dem Areal für den Betrieb einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte** grundsätzlich **entkoppelt von der PV-Arealproduktion** zu betrachten.

In der nächsten Projektphase sollte die **etapierte Arealentwicklung** (inkl. Zentralen- und Leitungsnetzausbau) im Rahmen eines Vorprojekts ausgearbeitet werden.

---

<sup>1</sup> +/-25%, exkl. MwSt.

## II Verzeichnisse

### Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung | Beschreibung        |
|-----------|---------------------|
| EBF       | Energiebezugsfläche |
| NGF       | Nettogeschossfläche |
| EWS       | Erdwärmesonden      |
| HWV       | Holzwärmeverbund    |
| WP        | Wärmepumpe          |
| KM        | Kältemaschine       |

## **1 Zielsetzung**

### **1.1 Ausgangslage**

Im Schorenareal in Arlesheim entsteht ein Kompetenzzentrum für die Industrie 4.0. A+W wurde angefragt für das Schorenareal / uptown Basel ein Energiekonzept für die thermische Arealversorgung und Vernetzung inkl. Nutzung des PV-Potentials der Gebäude zu entwickeln.

### **1.2 Ziele**

Der Fokus des Projekts liegt auf der Ausarbeitung eines nachhaltigen Konzepts zur Wärme- und Kälteversorgung für das Schorenareal / uptown Basel.

Zudem soll ein Konzept zur sinnvollen Erzeugung und Nutzung von Solarstrom auf dem Gesamtareal erstellt werden.

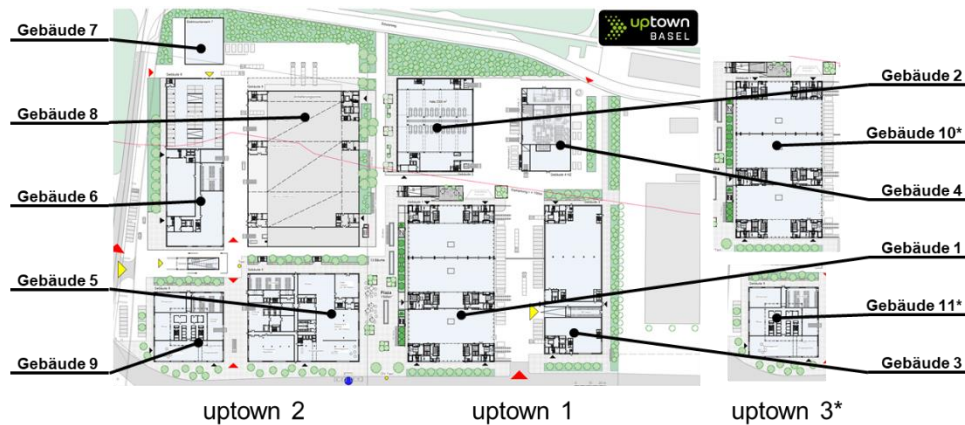
Darüber hinaus soll ein Ausblick und eine Bewertung möglicher Batteriespeichertechnologien sowie einer Wasserstoffnutzung auf dem Areal gegeben werden.



## 2 Grundlagen

### 2.1 Perimeter und Schnittstellen

Die folgende Abbildung stellt den Projektperimeter, aufgeteilt in uptown 1, uptown 2 und uptown 3, inklusive der im Projekt verwendeten Gebäudebezeichnungen dar.



**Abbildung 1: Projektperimeter**

\* Sitzung 01/2020: uptown 3 (Gebäude 10 und 11) entspricht ungefähr Gebäude 1 und 9

Bei uptown 3 handelt es sich um eine Abschätzung. Es wurde davon ausgegangen, dass die Gebäude in uptown 3 den Gebäuden 1 und 9 entsprechen.

### 2.2 Grundlegendokumente

Grundlegendokumente sind im Anhang Kapitel 12.1 aufgeführt.

### 2.3 Zeitliche Arealentwicklung / Etappierung

Ein finaler Terminplan der Erstellungsdaten (Etappierungsplan) der Gebäude liegt, mit Ausnahme des bereits im Bau befindlichen Gebäudes 1, noch nicht vor. Für die exemplarische Darstellung der zeitlichen Arealentwicklung (vgl. Abbildung 2, Abbildung 5 und Abbildung 6) wurde auf den Etappierungsstand vom 16. Oktober 2019 zurückgegriffen und die ausgewiesenen Anpassungen vorgenommen.

**Tabelle 1: Zeitliche Arealentwicklung - Realisierungsdaten Gebäude**

| <b>Gebäude</b><br>(Quelle: Gesamtplan EG, Stand 20200207) | <b>Arealzuordnung</b>   | <b>Realisierungsdatum (Bezug)</b><br>(Quelle: Zusammenstellung, Stand 20191016) |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Gebäude 1                                                 | uptown 1                | Anfang 2021                                                                     |
| Gebäude 2                                                 | uptown 1                | ca. 2028*                                                                       |
| Gebäude 3                                                 | uptown 1                | ca. 2028                                                                        |
| Gebäude 4                                                 | uptown 1 – Heizzentrale | Ende 2021*                                                                      |
| Gebäude 5                                                 | uptown 2                | Ende 2024                                                                       |
| Gebäude 6                                                 | uptown 2                | Mitte 2024                                                                      |
| Gebäude 7                                                 | Elektrounterwerk        | 2025**                                                                          |
| Gebäude 8                                                 | uptown 2                | Mitte 2022                                                                      |
| Gebäude 9                                                 | uptown 2                | Mitte 2027                                                                      |
| Gebäude 10                                                | uptown 3                | 2030***                                                                         |
| Gebäude 11                                                | uptown 3                | 2030***                                                                         |

\* Die Realisierungsdaten der Gebäude 2 und 4 wurden, aufgrund der Verlegung der Heizzentrale vom Gebäude 2 (ehemals Gebäude 2.1) in das Gebäude 4 (ehemals Gebäude 2.2), ggü. dem Etappierungsplan (Stand 16.10.2019) getauscht.

\*\* Das Realisierungsdatum des Gebäudes 7 (Elektrounterwerk) wurde mit 2025 abgeschätzt.

\*\*\* Die Realisierungsdaten der Gebäude 10 und 11 wurden mit 2030 abgeschätzt.

## 2.4 Flächenentwicklung und Nutzungen

Die folgende Abbildung 2 stellt die zeitliche Entwicklung der Nettogeschossfläche auf dem Areal nach Nutzungen gemäss der Etappierung (vgl. Tabelle 1) dar.

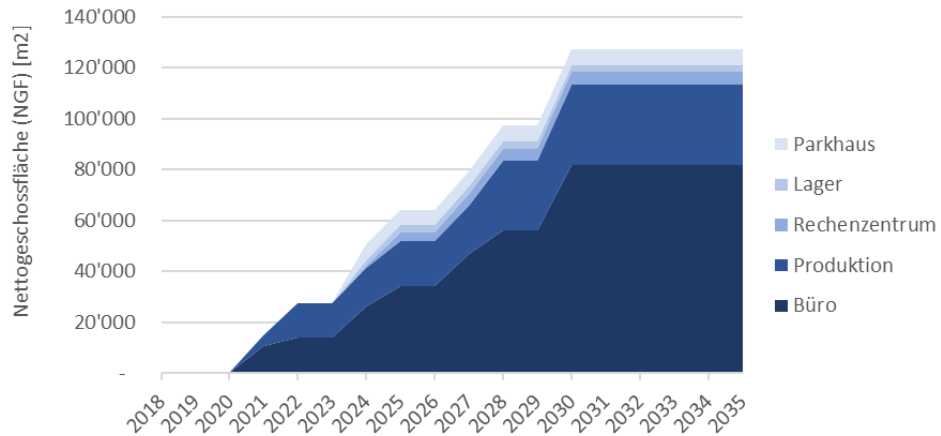


Abbildung 2: Flächenentwicklung nach Nutzung (inkl. uptown 3, Stand Etappierung: Oktober 2019)<sup>2</sup>

Die folgende Abbildung 3 stellt den Anteil der Nettogeschossflächen nach Nutzung im Endausbau dar. Gemäss aktueller Planung wird das Areal stark durch Büro- und Produktionsnutzungen geprägt sein.

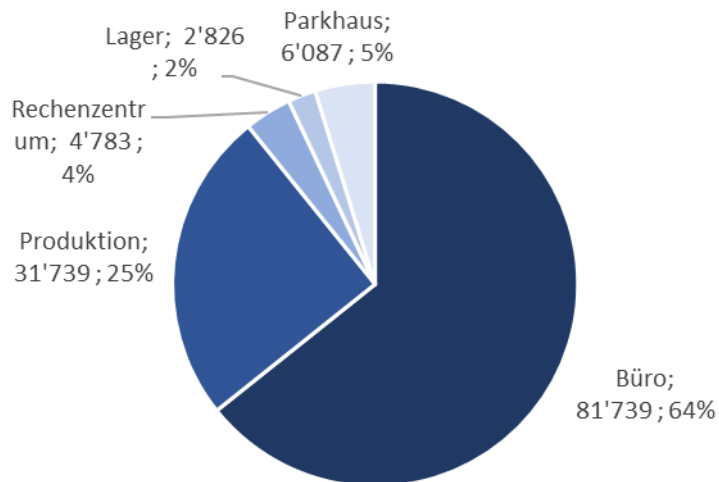


Abbildung 3: Anteil der Nettogeschossflächen nach Nutzungen im Endausbau inkl. uptown 3<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Quelle: Zusammenstellung, Stand 20191016 und Gesamtplan EG, Stand 20200207

<sup>3</sup> Quelle: Zusammenstellung, Stand 20191016

## 3 Energie- und Leistungsbedarf des Gesamtareals

### 3.1 Spezifische Bedarfswerte

Der Energie- und Leistungsbedarfs der Gebäude wurde anhand der Flächen pro Baufeld, der jeweiligen Nutzung und von spezifischen flächenbezogenen Bedarfswerten abgeschätzt.

Die Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der spezifischen Energie- und Leistungsbedarfswerte, die im Rahmen der Projektauslegungen in den folgenden Kapiteln verwendet wurden. Die Werte entsprechen, abgesehen von markierten Anpassungen, den Standardwerten aus der SIA 2024:2015.

Folgende Anpassungen wurden vorgenommen:

- Energiebedarf (Heizwärme), Büro:  
Aufgrund von Erfahrungswissen wurde, entgegen den Angaben in der SIA 2024:2015, basierend auf dem Leistungsbedarfswert der SIA, von folgenden Volllaststunden für Büronutzung ausgegangen:
  - Bestand: 2'200 h
  - Standard: 1'800 h
  - Zielwert: 1'200 h
- Leistungsbedarf (Brauchwarmwasser), alle Nutzungen:  
Aufgrund nicht vorhandener Angaben in der SIA 2024:2015 wurde der Leistungsbedarf für das Brauchwarmwasser, basierend auf den Energiebedarfskennwerten der SIA, über ein 4-stündiges Ladefenster pro Tag zur Deckung des Tagesbedarfs abgeschätzt.
- Energie- und Leistungsbedarf (Prozesskälte), Produktion:  
Aufgrund nicht vorhandener Angaben in der SIA 2024:2015 wurde der Energie- und Leistungsbedarf der Prozesskälte in der Produktion im Verhältnis 1:2, basierend auf den Energie- und Leistungsbedarfskennwerten der SIA für den Klimakältebedarf abgeschätzt.
- Energie- und Leistungsbedarf (Strom, Prozesse), Produktion:  
Aufgrund nicht vorhandener Angaben in der SIA 2024:2015 wurde der elektrische Energie- und Leistungsbedarf für Prozesse in der Produktion im Verhältnis 1:1, basierend auf den Energie- und Leistungsbedarfskennwerten der SIA für den elektrischen Bedarf der Geräte, Beleuchtung und Lüftung abgeschätzt.

Die Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der spezifischen Energie- und Leistungsbedarfskennwerte gemäss den Zielwerten der SIA 2024:2015. Im Vergleich zu den Standardwerten in der Tabelle 2 stellen diese Zielwerte einen ambitionierteren, sprich geringeren Bedarf dar, der gemäss SIA zwar zukünftig angestrebt werden sollte, jedoch, je nach Gebäudestandard, nicht immer erreicht werden wird.

**Als konservative Auslegung wurden dementsprechend die weniger ambitionierten Standardwerte gemäss Tabelle 2 für die weitere Auslegung im Projekt und in den folgenden Kapiteln verwendet.**

## VORABZUG

Tabelle 2: Spezifische Energie- und Leistungsbedarfswerte nach Nutzungen (Standard-Auslegungswerte)

**Spezifische Bedarfswerte**

|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    |                                  |                    |
|----------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|--------------------|
|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    | SIA 2024:2015                    |                    |
|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    | Annahmen A+W                     |                    |
|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    | Abschätzung über Volllaststunden |                    |
| 29.01.2020                                         |                       |                      |                           | Wärme            |                    |                  |                    | Kälte            |                    |                  |                    | Strom                          |                    |                                  |                    |
|                                                    |                       |                      |                           | Heizen           |                    | BWW              |                    | Klimakälte       |                    | Prozesskälte     |                    | Geräte / Beleuchtung / Lüftung |                    | Prozesse                         |                    |
|                                                    | <b>Ausbaustandard</b> | <b>SIA Kategorie</b> | <b>SIA Bezeichnung</b>    | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup>               | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup>                 | kWh/m <sup>2</sup> |
| Büro                                               | SIA2024-Standard      | 3.1                  | Einzel-, Gruppenbüro      | 29               | 52                 | 2                | 3                  | 27               | 13                 | 0                | 0                  | 24                             | 37                 | 0                                | 0                  |
| Produktion                                         | SIA2024-Standard      | 9.2                  | Produktion (feine Arbeit) | 47               | 23                 | 2                | 2                  | 31               | 9                  | 16               | 4                  | 30                             | 56                 | 30                               | 56                 |
| Rechenzentrum                                      | SIA2024-Standard      | 12.12                | Serverraum                | 10               | 0                  | 0                | 0                  | 101              | 680                | 0                | 0                  | 108                            | 705                | 0                                | 0                  |
| Lager                                              | SIA2024-Standard      | 12.4                 | Nebenraum                 | 12               | 10                 | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 6                              | 13                 | 0                                | 0                  |
| Parkhaus                                           | SIA2024-Standard      | 12.9                 | Parkhaus                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 4                              | 12                 | 0                                | 0                  |
| <b>Flächengewichteter Ø-Wert Neubauten pro NGF</b> |                       |                      |                           | 31               | 39                 | 2                | 2                  | 29               | 36                 | 4                | 1                  | 28                             | 65                 | 8                                | 14                 |

Tabelle 3: Spezifische Energie- und Leistungsbedarfswerte nach Nutzungen (Zielwert-Alternativwerte)

**Spezifische Bedarfswerte**

|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    |                                  |                    |
|----------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|--------------------|
|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    | SIA 2024:2015                    |                    |
|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    | Annahmen A+W                     |                    |
|                                                    |                       |                      |                           |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                  |                    |                                |                    | Abschätzung über Volllaststunden |                    |
| 29.01.2020                                         |                       |                      |                           | Wärme            |                    |                  |                    | Kälte            |                    |                  |                    | Strom                          |                    |                                  |                    |
|                                                    |                       |                      |                           | Heizen           |                    | BWW              |                    | Klimakälte       |                    | Prozesskälte     |                    | Geräte / Beleuchtung / Lüftung |                    | Prozesse                         |                    |
|                                                    | <b>Ausbaustandard</b> | <b>SIA Kategorie</b> | <b>SIA Bezeichnung</b>    | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup>               | kWh/m <sup>2</sup> | W/m <sup>2</sup>                 | kWh/m <sup>2</sup> |
| Büro                                               | SIA2024-Zielwert      | 3.1                  | Einzel-, Gruppenbüro      | 21               | 25                 | 2                | 3                  | 20               | 11                 | 0                | 0                  | 15                             | 13                 | 0                                | 0                  |
| Produktion                                         | SIA2024-Zielwert      | 9.2                  | Produktion (feine Arbeit) | 32               | 15                 | 2                | 2                  | 22               | 9                  | 11               | 4                  | 19                             | 27                 | 19                               | 27                 |
| Rechenzentrum                                      | SIA2024-Zielwert      | 12.12                | Serverraum                | 7                | 0                  | 0                | 0                  | 51               | 336                | 0                | 0                  | 55                             | 352                | 0                                | 0                  |
| Lager                                              | SIA2024-Zielwert      | 12.4                 | Nebenraum                 | 9                | 9                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 4                              | 1                  | 0                                | 0                  |
| Parkhaus                                           | SIA2024-Zielwert      | 12.9                 | Parkhaus                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 0                | 0                  | 3                              | 3                  | 0                                | 0                  |
| <b>Flächengewichteter Ø-Wert Neubauten pro NGF</b> |                       |                      |                           | 22               | 20                 | 2                | 2                  | 20               | 22                 | 3                | 1                  | 17                             | 28                 | 5                                | 7                  |

## VORABZUG

### 3.2 Leistungs- und Energiebedarf (Strom / Wärme / Kälte) – Areal im Endausbau

Die folgende Abbildung 4 zeigt den prognostizierten Energie- und Leistungsbedarf (Wärme / Kälte / Strom) des Areals (uptown 1 + 2 + 3), sowohl für die Standard-Auslegungswerte (vgl. Tabelle 2), wie auch für die Zielwert-Auslegungswerte (vgl. Tabelle 3) im Endausbau. Basierend auf den Standard-Auslegungswerten wird von einem Leistungsbedarf von etwas mehr als 4 MWp, sowohl für die Strom-, wie auch die Wärme- und Kältebereitstellung ausgegangen. Der Jahresstrombedarf wird auf ca. 10'000 MWh abgeschätzt. Der prognostizierte Jahreswärmebedarf liegt mit 5'300 MWh nur leicht oberhalb des prognostizierten Jahreskältebedarf mit 4'800 MWh.

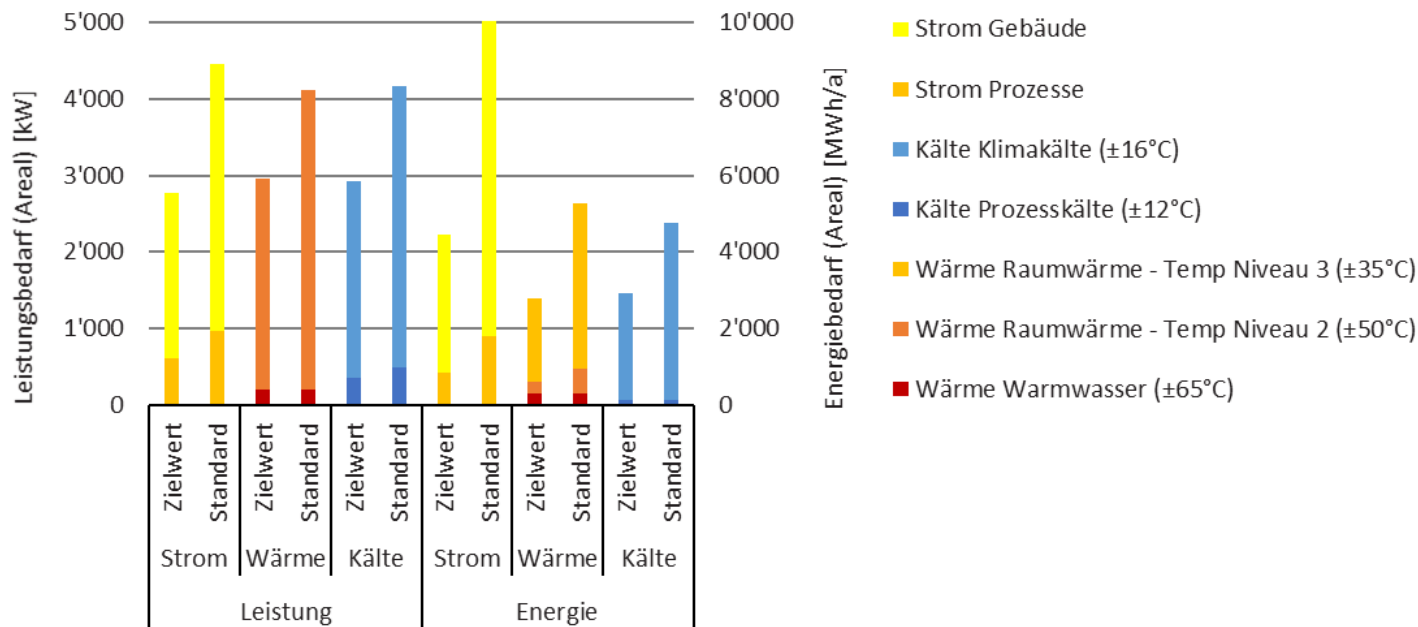


Abbildung 4: Leistungs- und Energiebedarf – Areal im Endausbau gemäss Kennwerte in Tabelle 2 und Tabelle 3

### 3.3 Zeitliche Entwicklung Leistungs- und Energiebedarf (Strom / Wärme / Kälte)

Die folgenden Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die zeitliche Entwicklung der prognostizierten Leistungs- und Energiebedarfe (Wärme / Kälte / Strom) auf dem Areal (uptown 1 + 2 + 3) basierend auf den Standard-Auslegungswerten (vgl. Tabelle 2) und der zeitlichen Arealentwicklung Stand Oktober 2019 (vgl. Tabelle 1).

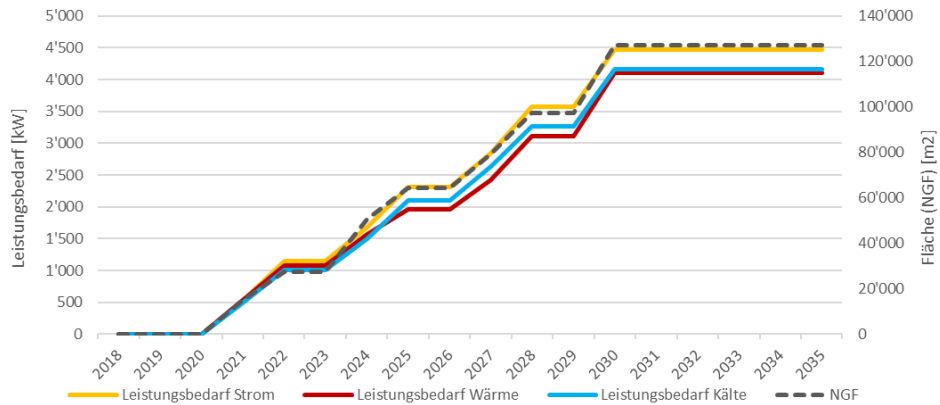


Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung Leistungsbedarf (Strom / Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2 (Stand Etappierung: Oktober 2019)

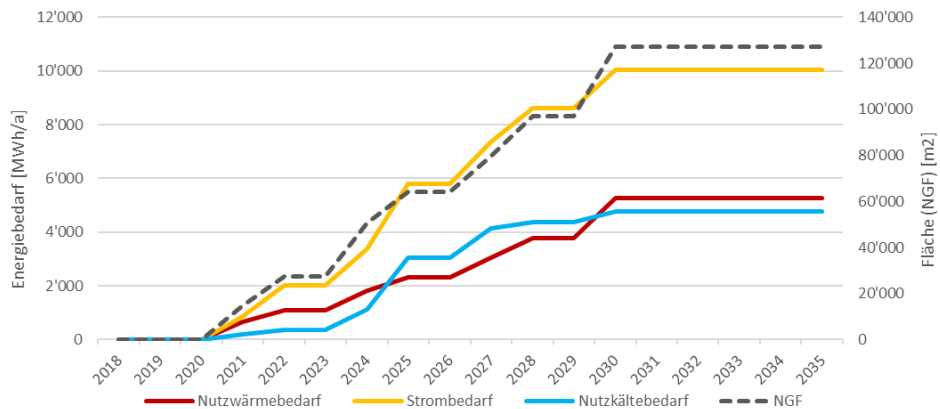


Abbildung 6: Zeitliche Entwicklung Energiebedarf (Strom / Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2 (Stand Etappierung: Oktober 2019)

### 3.4 Saisonale Verteilung Energiebedarf (Wärme / Kälte)

Die folgenden Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die prognostizierte saisonale Verteilung des Leistungs- und Energiebedarfs (Wärme / Kälte) des Areals (uptown 1 + 2 + 3) im Endausbau, basierend auf den Standard-Auslegungswerten (vgl. Tabelle 2).

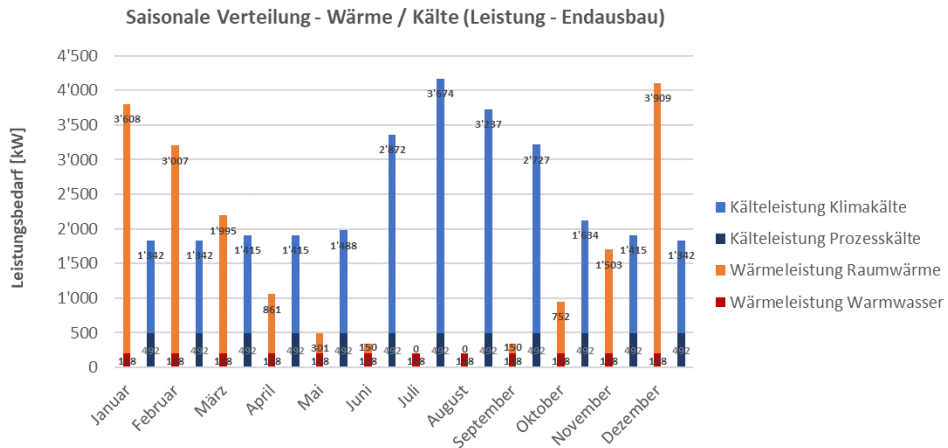


Abbildung 7: Monatliche Verteilung Leistungsspitzenbedarf (Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2

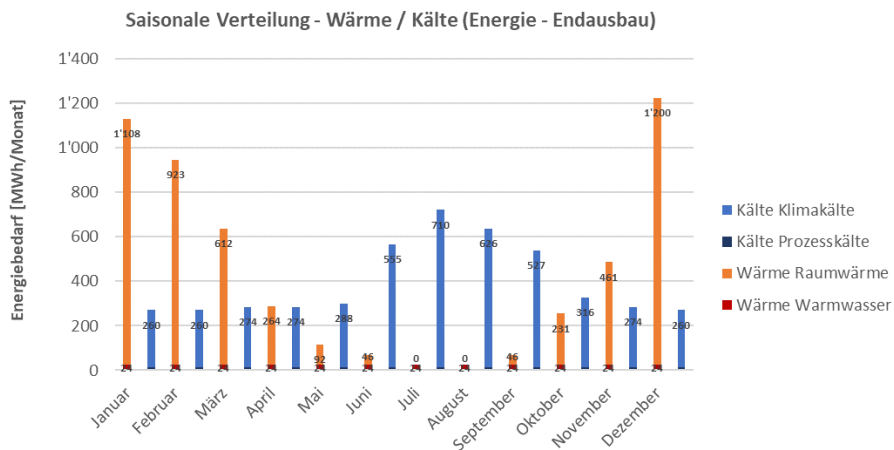


Abbildung 8: Monatliche Verteilung Energiebedarf (Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2



### 3.5 Geografische Verteilung Energie- und Leistungsbedarf (Wärme / Kälte)

Die folgenden Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen die prognostizierte geografische Verteilung der Leistungs- und Energiebedarfe (Wärme / Kälte / Strom) des Areals (uptown 1 + 2 + 3) im Endausbau, basierend auf den Standard-Auslegungswerten (vgl. Tabelle 2).

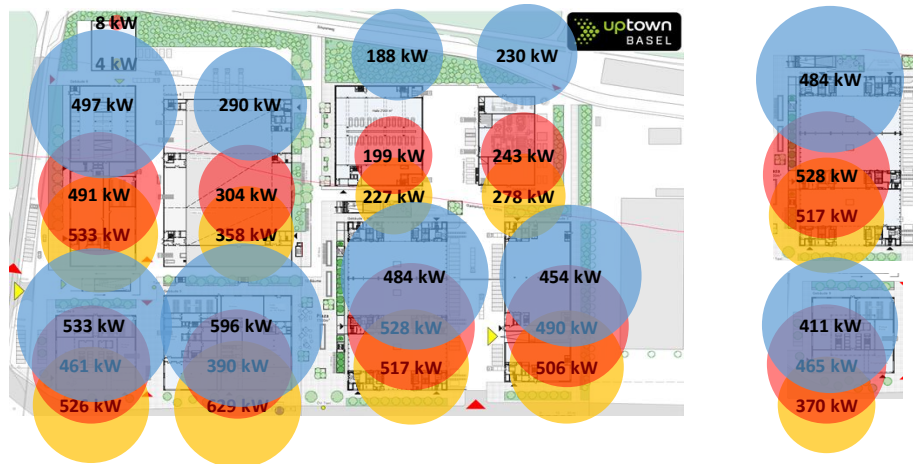


Abbildung 9: Geografische Verteilung Leistungsbedarf (Wärme / Kälte / Strom)<sup>4</sup>



Abbildung 10: Geografische Verteilung Energiebedarf (Wärme / Kälte / Strom)<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Angaben in MWh

<sup>5</sup> Angaben in kWh

## 4 Thermische Energiequellen und -senken

### 4.1 Interne Abwärme / «Abkälte»

Im Mittel wird auf dem Gesamtareal der Wärmebedarf in den Wintermonaten und der Kältebedarf in den Sommermonaten überwiegen. Dennoch werden durch die speziellen Anforderungen der einzelnen Nutzungen zeitweise auch entgegengesetzte Energiebedarfe gleichzeitig anfallen.

Während ein Grossteil des Areals in den Wintermonaten einen Wärmebedarf für die Beheizung der Räumlichkeiten aufweist, werden bestimmte Produktionsanwendungen oder Rechenzentren auch im Winter einen Kältebedarf haben. Ebenso werden bestimmte Produktionsanwendungen, sowie die allgemeine Brauchwarmwasserbereitstellung, auch in den Sommermonaten eine Nachfrage nach Wärme aufweisen, während ein Grossteil des Areals gleichzeitig Kälte für Kühlzwecke benötigt.

Durch das «**Schliessen von Energiekreisläufen**» sollte durch interne Abwärme- bzw. «Abkältenutzung» dieses **gleichzeitige Anfallen entgegengesetzter thermischer Anforderungen an unterschiedlichen Orten prioritär vor anderweitiger Energiebereitstellung genutzt werden**.

Dabei wird bspw. die Abwärme aus dem Kühlbedarf der Rechenzentren im Winter anderen Räumlichkeiten zu Heizzwecken zugeführt oder die Abwärme aus der Kältebereitstellung für die Büroflächen im Sommer, als Wärmequelle zur Brauchwarmwasserbereitstellung verwendet.

Die **Menge an verfügbarer Abwärme bzw. «Abkälte»** ist nur **bedingt vorhersagbar** und **hängt stark von den Nutzungen ab**. Entsprechend kann diese nicht als fixe Grösse in die Auslegung des Erzeugungssystems einfließen.

### 4.2 Grundwasser

Die Sieber Cassina + Partner AG hat im Juni 2018, im Auftrag der uptown Basel AG, die thermische Grundwassernutzung im Projektperimeter in Bezug auf die maximale Entnahmemenge unter Berücksichtigung der gegebenen Grundwasser- verhältnisse und der gesetzlichen Rahmenbedingungen untersucht.<sup>6</sup>

Die Analyse ergab, dass bei **Niedrigwasserverhältnissen** eine maximale Grundwasserentnahme von **4'000 l/min** entlang der südlichen Grenze des Schorenareals (Parzelle GB-Nr. 2222) als machbar eingestuft wird. Bei **mittlerem und hohem Grundwasserstand** wird davon ausgegangen, dass auch grössere Wassermengen bis zu schätzungsweise **6'000 l/min** entnommen werden können.

Zur Vermeidung einer Rezirkulation des genutzten Wassers (thermischer Kurzschluss) ist jedoch, aufgrund des flachen Grundwassergefälles, ein Mindestabstand von **250 m zwischen Entnahmen- und Rückgabeburgen** einzuhalten. Im Falle der Rückgabe über eine Versickerungsanlage wäre auch ein geringerer Abstand möglich.

Darüber hinaus ist, um eine unerwünschte thermische Beeinflussung von Birs- wasser zu vermeiden bzw. zu minimieren, die **Entnahme** mit einem **Mindestab- stand von 100 m zur Birs** zu platzieren.

Zur Vermeidung einer weit reichenden thermischen Beeinflussung des Grundwas- sers (3K-Isotherme < 100 m) darf die **Temperaturentnahme  $\Delta T$**  bei einer Förder- menge von 4'000 l/min **maximal 3.0 K** betragen oder die Rückgabe sollte über eine quer zum Grundwasserfluss (Ost-West) verlaufende Versickerungsanlage er- folgen.

<sup>6</sup> Berichtsauszug\_Abklärung\_Grundwassernutzungsmöglichkeiten\_Sieber\_Cassina\_+\_Partner\_AG\_20180719

## VORABZUG

Eine hydraulische oder/und thermische Beeinflussung der Trinkwasserfassungen Ehinger, Hofmatt und Widenhof ist aufgrund der Distanz praktisch auszuschliessen.

Die Sieber Cassina + Partner AG empfiehlt jedoch rechtzeitig mit der Münchenstein Aluminium AG (heute «Walzwerk») Kontakt aufzunehmen, da eine Grundwassernutzung auf dem Projektperimeter die Brauchwasserfassung der Firma beeinflussen würde.

Die obigen Angaben bezüglich der maximalen Entnahmemengen von 4'000 l/min basieren bis dato auf einfachen GED-Modellierungen, die erfahrungsgemäss eher pessimistischere Werte der thermischen Beeinflussung ergeben. Sofern eine Entnahmemenge >4'000 l/min in Betracht gezogen wird, wären detaillierte Abklärungen (Sondierbohrungen, aufwändige 3D-Modellierungen etc.) erforderlich.<sup>7</sup>

Eine Entnahmemenge von **4'000 l/min (6'000 l/min)** bei einer Temperaturentnahme von **3K** entspricht einer **thermischen Entzugsleistung von ca. 830 kW (1250 kW)**.

### 4.3 Erdsonden

Gemäss Auszug aus dem GIS des Kantons Basel-Landschaft liegt ein Grossteil des Projektperimeters im Gebiet Fall A («Wärmenutzung durch Erdwärmesonden unzulässig», rot). Ein Teilgebiet des Perimeters liegt laut Karte im Gebiet Fall B («Wärmenutzung durch Erdwärmesonden mit speziellen Auflagen möglich», gelb). Dieses Teilgebiet ist jedoch zu grossen Teil durch Gebäude überbaut. Die verbleibende, nicht überbaute Fläche am westlichen Rand beträgt ca. 5'600 m<sup>2</sup> und könnte bei einer angenommenen Sondentiefe von 200 m, einem angenommenen Flächenbedarf von 25m<sup>2</sup> pro Sonde und eine Entzugsleistung von ca. 35 W/Sondenmeter (Erfahrungswert) eine Quellenleistung von ca. 1.5 MW bereitstellen.

Es wurde entschieden eine **Nutzung von Erdwärmesonden** im Projekt, aufgrund der begrenzten, sowie unsicheren Zulässigkeit **nicht weiter zu berücksichtigen**<sup>8</sup>.

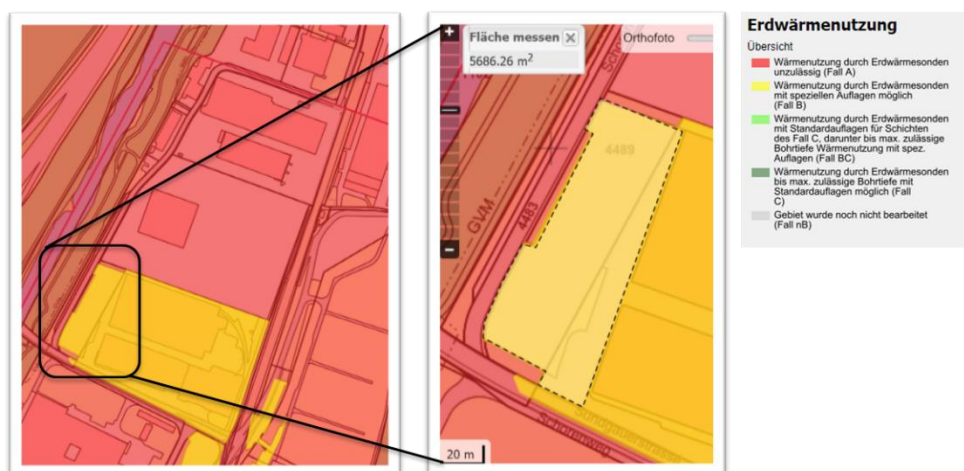


Abbildung 11: Auszug Erdwärmenutzung Projektperimeter<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Quelle: «Auszug Grundwassernutzung», Sieber Cassina + Partner AG, Stand 19.07.2018

<sup>8</sup> Beschluss an Workshop, Stand 17.10.2019

<sup>9</sup> Quelle: <https://geoview.bl.ch/>

#### 4.4 Holz-Wärmeverbund

Die Primeo Wärme AG betreibt diverse Wärmeverbünde in der Umgebung des Projektperimeters. Diese Verbünde sollen zukünftig zusammengeschlossen und zentral ab einer neuen Holzheizzentrale mit Wärme versorgt werden. Es ist geplant diese Zentrale im Gebäude 4 auf dem Areal der uptown Basel AG (vgl. Abbildung 1) zu errichten und optimalerweise zum Winter '21/'22 in Betrieb zu nehmen.

Gemäss Angaben der Primeo Wärme AG (Stand: 14.02.2020) wird die **Holzheizzentrale**, neben der Versorgung des Wärmeverbundes, über **ausreichend Leistungsreserven** zur **Wärmeversorgung des Areals der uptown Basel AG** verfügen.

Zumindest für die Sommermonate plant die Primeo Wärme AG den Holzheizkessel abzustellen und den verbleibenden Wärmebedarf des Verbundes (nahezu ausschliesslich Brauchwarmwasserbedarf) über eine Grosswärmepumpe bereitzustellen. Entsprechend besteht ein **Interesse** an der **Abnahme** von **überschüssiger Abwärme** als Wärmequelle für die Grosswärmepumpe.

Aus Sicht der Primeo Wärme AG sollte eine Abnahme und **Einbindung der Abwärme** des Areals der uptown Basel AG über die Grosswärmepumpe in den Holzwärmeverbund immer **prioritär, vor einer Wärmebereitstellung ab dem Holzheizkessel**, erfolgen. Entsprechend beschränkt sich das Interesse an einer Abwärmeabnahme nicht nur auf die **Sommer-** sondern **auch** auf die **Übergangsperiode**.

Die Abnahme von überschüssiger Abwärme ist **vorerst** auf eine maximale Leistung von **ca. 2 MW** und mit fortschreitendem Ausbau der Holzwärmeverbundes **langfristig** auf **ca. 3 MW** begrenzt.

#### 4.5 Aussenluft

Die Aussenluft kann sowohl als Wärmequelle für den Betrieb von Wärmepumpen fungieren, wie auch als Wärmesenke für die Abgabe überschüssiger Abwärme über Rückkühler.

Aufgrund der in Zeiten des vornehmlichen Wärmebedarfs geringen Aussentemperaturen und damit einhergehende schlechte Wirkungsgrade der Wärmepumpe, empfehlen wir die **Aussenluft als Wärmequelle**, wenn möglich, zu **umgehen**.

Sofern eine anderweitige Nutzung von Abwärme (vgl. 4.4), oder aber die Abwärmeabgabe an Wärmesenken mit geringer Temperatur und entsprechend höherem Wirkungsgrad möglich ist (vgl. insb. 4.2), sollten diese Varianten vor einer Rückkühlung gegen die Aussenluft (Wärmesenke) priorisiert werden.

## 5 Potenzialermittlung PV

### 5.1 Flächenbelegung und Dimensionierung

Für die Berechnung des PV-Ertrages wurden die für jedes Gebäude vorgegebenen Flächen<sup>10</sup> als Dach- und Fassadenanlagen im Programm PV\*SOL modelliert. Anschliessend wurden Ertragssimulationen unter Berücksichtigung der Verschattungssituation durchgeführt und ausgewertet.

Als Grundlage für die Potenzialermittlung wurden die zur Verfügung gestellten 2D-Zeichnungen sowie - für die Fassadenaufteilung – das erstellte 3D-Modell verwendet. Die Dächer wurden mit Ost-West-aufgeständerten Flachdachanlagen belegt und die Fassaden als hinterlüftete, integrierte Fassadenanlagen ausgebildet.



**Abbildung 12: 3D-Arealmodell im Programm PV\*SOL**

<sup>10</sup> Siehe: «Zusammenstellung Daten Projektierungsstand», Oktober 2019



|           | Dach | Fassaden |     |      |      |
|-----------|------|----------|-----|------|------|
|           |      | Ost      | Süd | West | Nord |
| Gebäude 9 | ✓    | ✓        | ✓   | ✗    | ✗    |
| Gebäude 5 | ✓    | ✓        | ✓   | ✗    | ✗    |
| Gebäude 1 | ✓    | ✗        | ✗   | ✗    | ✗    |
| Gebäude 3 | ✓    | ✓        | ✓   | ✗    | ✗    |
| Gebäude 4 | ✓    | ✓        | ✓   | ✓    | ✓    |
| Gebäude 2 | ✓    | ✓        | ✓   | ✗    | ✓    |
| Gebäude 8 | ✓    | ✗        | ✗   | ✓    | ✓    |
| Gebäude 6 | ✓    | ✗        | ✓   | ✓    | ✗    |

Abbildung 13: PV-Belegung - Dach- und Fassadenanlagen – Gebäudeübersicht

## 5.2 Dynamische Ertragssimulationen

Erwartungsgemäss lieferten die Dachanlagen mit 840 bis 1'130 kWh/kWp/Jahr die z.T. deutlich höheren spezifischen Erträge als die (teil)verschatteten oder unvorteilhafter ausgerichteten Fassaden mit 315 bis 840 kWh/kWp/Jahr.

Die vorliegende Anordnung der PV-Anlagen ist weder ertrags- noch kostenoptimiert, sondern setzt lediglich die PV-Flächenvorgaben um. Für eine Optimierung sollten die wenig verschatteten Dach- und Südfassadenbereiche maximiert werden. Südfassaden bieten ferner im Winter einen höheren Solarertrag als Dachanlagen.

|                                            | Gebäude 9 | Gebäude 5 | Gebäude 1 | Gebäude 3 | Gebäude 4 | Gebäude 2 | Gebäude 8 | Gebäude 6 | Total alle Gebäude |
|--------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------|
| PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]:               | 2'087     | 4'004     | 1'032     | 2'529     | 1'750     | 2'914     | 4'568     | 5'888     | 24'772             |
| PV-Leistung [kWp]:                         | 416       | 798       | 206       | 504       | 349       | 581       | 910       | 1'174     | 4'937              |
| PV-Ertrag [kWh/Jahr]:                      | 360'426   | 600'954   | 207'064   | 479'651   | 280'697   | 423'795   | 803'591   | 984'863   | 4'141'039          |
| Spezif. Ertrag [kWh/kWp/Jahr]:             | 866       | 753       | 1'007     | 952       | 805       | 730       | 883       | 839       | 839                |
| Spezif. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> /Jahr]: | 173       | 150       | 201       | 190       | 160       | 145       | 176       | 167       | 167                |
| Anteil am PV-Ertrag [%]:                   | 9%        | 15%       | 5%        | 12%       | 7%        | 10%       | 19%       | 24%       | 100%               |

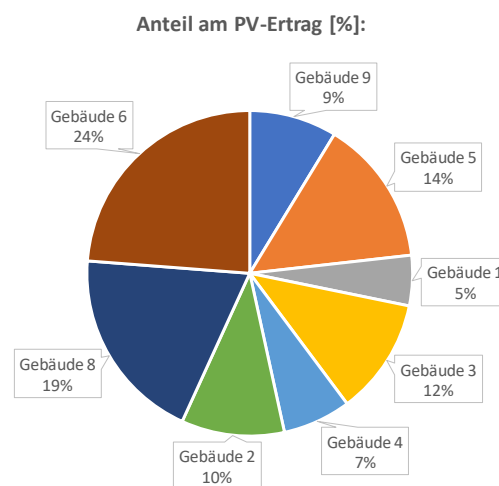


Abbildung 14: PV-Ertragsübersicht Gebäude

VORABZUG

Die dynamische Ertragssimulationen inkl. Verschattungsberechnungen ergaben folgende Resultate:

|                               | Gebäude 9        |                 |             |             |              |              | Gebäude 5        |                 |             |             |              |              |
|-------------------------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
|                               | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              |
|                               | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord |
| Spezif. Ertrag [kWh/kWp/Jahr] | 877              | 1132            | 659         | 837         | 0            | 0            | 853              | 1072            | 653         | 466         | 0            | 0            |

|                               | Gebäude 1        |                 |             |             |              |              | Gebäude 3        |                 |             |             |              |              |
|-------------------------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
|                               | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              |
|                               | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord |
| Spezif. Ertrag [kWh/kWp/Jahr] | 883              | 1132            | 0           | 0           | 0            | 0            | 881              | 1128            | 657         | 759         | 0            | 0            |

|                               | Gebäude 4        |                 |             |             |              |              | Gebäude 2        |                 |             |             |              |              |
|-------------------------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
|                               | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              |
|                               | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord |
| Spezif. Ertrag [kWh/kWp/Jahr] | 863              | 1112            | 546         | 793         | 560          | 338          | 954              | 1007            | 517         | 585         | 0            | 319          |

|                               | Gebäude 8        |                 |             |             |              |              | Gebäude 6        |                 |             |             |              |              |
|-------------------------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|------------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
|                               | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              | Dach             |                 | Fassaden    |             |              |              |
|                               | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord | Modulfläche Nord | Modulfläche Süd | Fassade Ost | Fassade Süd | Fassade West | Fassade Nord |
| Spezif. Ertrag [kWh/kWp/Jahr] | 839              | 1042            | 0           | 0           | 564          | 316          | 1013             | 974             | 0           | 812         | 583          | 0            |

Abbildung 15: Spezifische Erträge PV-Flächen

\* Nicht mit PV belegte Fassaden weisen einen spezifischen Ertrag von 0 auf.

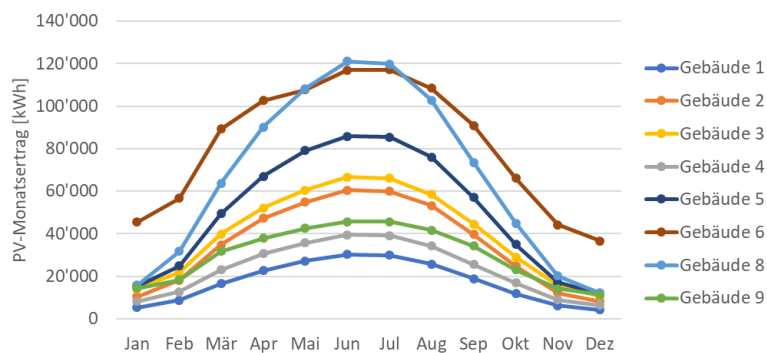


Abbildung 16: Netzeinspeisung Gebäude über das Jahr [kWh/Monat]

VORABZUG

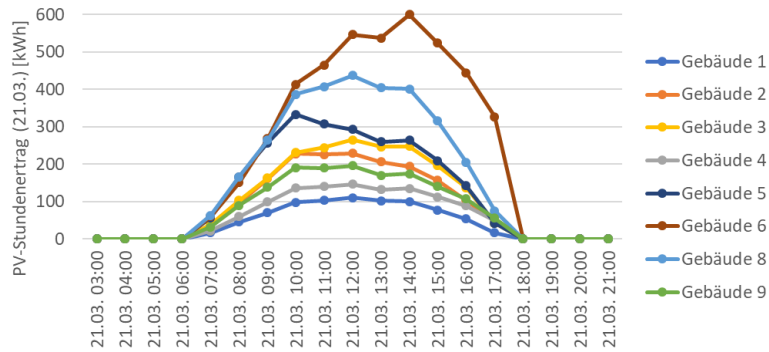


Abbildung 17: Netzeinspeisung Gebäude am 21.03. [kWh/Stunde]

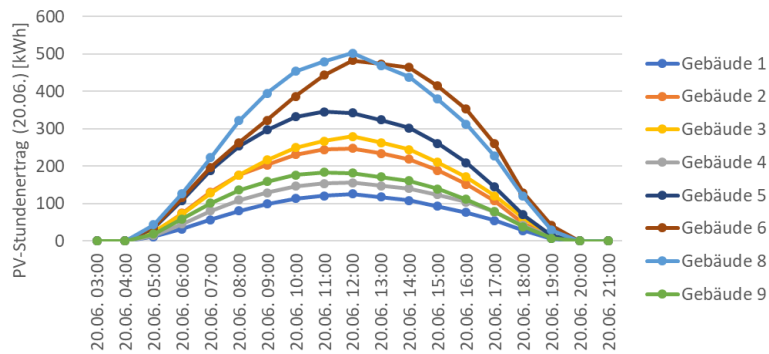


Abbildung 18: Netzeinspeisung Gebäude am 20.06. [kWh/Stunde]

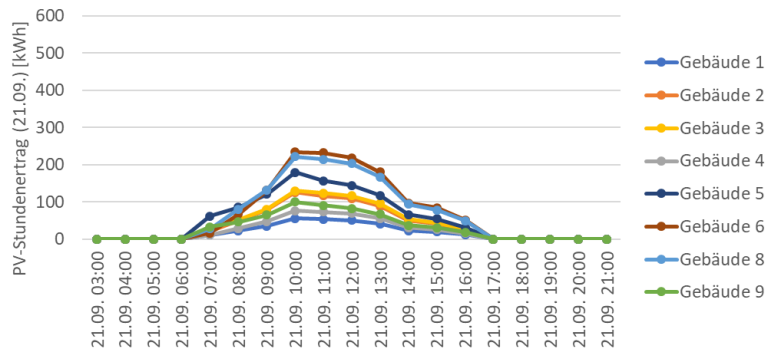


Abbildung 19: Netzeinspeisung Gebäude am 21.09. [kWh/Stunde]

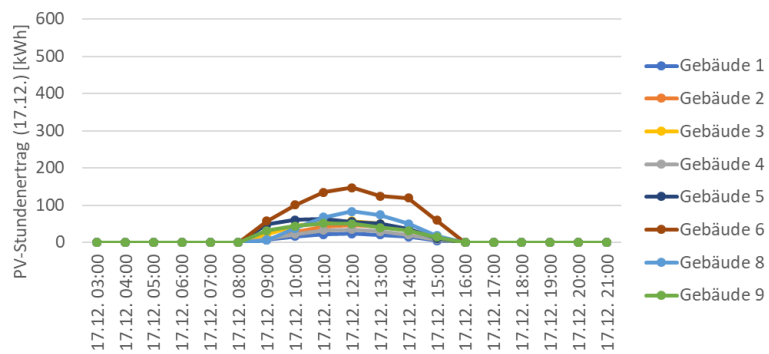


Abbildung 20: Netzeinspeisung Gebäude am 17.12. [kWh/Stunde]



### 5.3 Simulation Eigenverbrauch und Autarkiegrad

Für das Areal wurde, abgestimmt auf die geplanten Nutzungen (vgl. Abbildung 3), eine Strombedarfsprognose, aufgelöst nach Stundenwerten, unter folgenden Annahmen erstellt:

- Berücksichtigung der **Strombedarfswerte** für **Geräte** und **Prozesse** und den Betrieb der **Wärmepumpen / Kältemaschinen** der thermischen Arealversorgung
- **Ohne** Berücksichtigung des Strombedarfs für die **Elektromobilität**, die **H<sub>2</sub>-Produktion** und ohne Berücksichtigung eines **Batterieeinsatzes**
- Strombedarfsprofile basieren auf Standardlastprofilen nach Nutzung gemäss BDEW / SIA / A+W-Erfahrungswerten
- Für das gesamte Areal, d.h. alle Gebäude elektrisch untereinander vernetzt und im Austausch miteinander

Die **Stromverbrauchskurve** ist vergleichsweise stark durch eine **Strombandlast** der geplanten **Rechenzentren** auf dem Areal geprägt. Darüber hinaus weist das Profil die erwarteten **Spitzenbedarfe** zu den **gängigen Arbeitszeiten** auf, die an einem **Werktag** (vgl. Abbildung 21) deutlich ausgeprägter sind als an einem **Wochenendtag** (vgl. Abbildung 22).

Die **Stromproduktionskurve** zeigt den typischen **Tagesverlauf** mit einer **Produktionsspitze** über die **Mittagsstunden**, sowie den typischen **Jahresverlauf** mit deutlich **höherer Stromproduktion** in den **Sommermonaten** (vgl. Abbildung 21) als in den **Wintermonaten** (vgl. Abbildung 22).

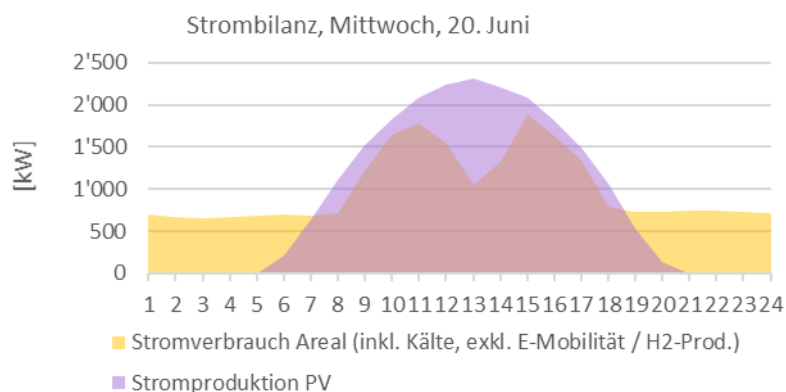


Abbildung 21: PV-Produktion / Stromverbrauch, Werk-Sommertag (20.06.)

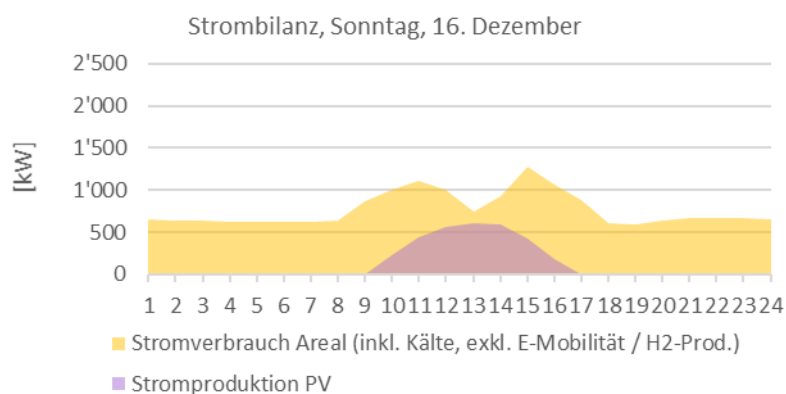


Abbildung 22: PV-Produktion / Stromverbrauch, Wochenend-Wintertag (16.12.)

VORABZUG

Basierend auf der **Gegenüberstellung** der **prognostizierten Produktions- und Verbrauchsprofilen** wird ein **Eigenverbrauchsanteil<sup>11</sup> von rund 80%** sowie ein **Autarkiegrad<sup>12</sup> von rund 40% prognostiziert** (vgl. Abbildung 23).

Der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad schwanken sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf stark.

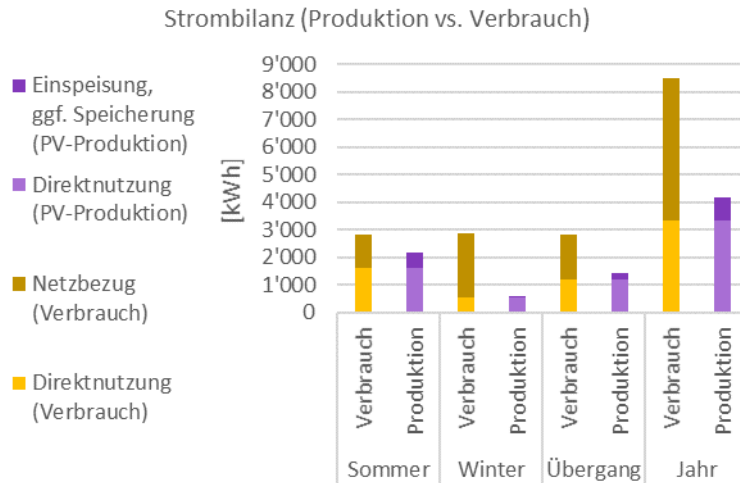


Abbildung 23: Jahresauswertung Produktion vs. Verbrauch

Sollten Produktion und Verbrauch nicht über das ganze Areal - sondern auf Teilareale oder gar einzelne Gebäude – zusammengefasst werden, so würden Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad sinken.

Dementgegen könnte der **Eigenverbrauchsanteil** durch die zusätzliche Berücksichtigung der **Elektromobilität**, eine etwaige **H<sub>2</sub>-Produktion** auf dem Areal oder durch den Einsatz von **Batteriespeichern** weiter **gesteigert** werden.

Weitere Einflussgrößen auf den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad sind:

- Verhältnis von Fassaden- zu Dachanlagen
- Verschattete PV-Anlagenteile

<sup>11</sup> Die Eigenverbrauchsquote / der Eigenverbrauchsanteil ist der Anteil des selbst genutzten Stroms am produzierten Strom.

<sup>12</sup> Der Autarkiegrad ist der Anteil des selbst genutzten Stroms am gesamten Stromverbrauch.

## 6 Thermisches Versorgungskonzept

### 6.1 Priorisierung von Energiequellen und -senken

Im Rahmen der gemeinsamen Projektsitzungen wurden folgende Prioritäten hinsichtlich der Energiequellen und -senken (vgl. Kapitel 4) definiert.

Tabelle 4: Prioritäten von Energiequellen und -senken

| Priorität | Heizen (Wärmequelle)                                                                                                  | Priorität | Kühlen (Wärmesenke)                                                                                        |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1         | <b>Interne</b> Abwärmenutzung aus Kälteproduktion                                                                     | 1         | <b>Interne</b> «Abkältenutzung» aus Wärmeproduktion                                                        |
| 2         | Wärmebezug ab Holzwärmeverbund ( <b>HWV</b> )                                                                         | 2         | Kältebereitstellung über Kältemaschine mit Wärmesenke Holzverbund ( <b>HWV</b> )                           |
| 3         | Wärmebereitstellung über Wärmepumpe mit Wärmequelle <b>Aussenluft / Grundwasser</b> (als Backup / Redundanz / Spitze) | 3         | Kältebereitstellung über Kältemaschine mit Wärmesenke <b>Aussenluft / Grundwasser</b> (Redundanz / Spitze) |

### 6.2 Versorgungsvarianten

Für die Auswahl der finalen Versorgungsvariante wurden vor allem die Energiebereitstellung (vgl. Kapitel 6.2.1) und die Energieverteilung (vgl. Kapitel 6.2.2) als zentrale Merkmale untersucht und definiert.

#### 6.2.1 Energieerzeugung

Im Rahmen der Ausarbeitung von Versorgungsvarianten wurde frühzeitig eine **Vorauswahl** für **Konzepte** mit einer **dezentralen Energieerzeugung** vorgenommen. Grund hierfür war, neben der besseren **Etapmierbarkeit** ggü. einer zentralen Energiebereitstellung, vor allem der Anspruch an eine hohe **Versorgungssicherheit** mit **erzeugungsseitiger Redundanz** über mehrere Energiezentralen.

#### 6.2.2 Energieverteilung

Ausgehend von der Vorauswahl einer dezentralen Energiebereitstellung, wurden **drei Varianten** mit **unterschiedlicher Energieverteilung** genauer betrachtet. Alle Varianten beruhen dabei auf dem Konzept das Areal über **Ringleitungen** zu erschliessen und somit eine **verteilungsseitige Redundanz** (Energiebezug aus beiden Ringrichtungen möglich) zu gewährleisten:

- **Konzept 2-Leiter:**

Bei der 2-Leiter-Versorgung würde das Areal nur über einen Vorlauf und einen Rücklauf erschlossen. Entsprechend könnte das Netz immer nur ein Nutztemperaturniveau (Wärme oder Kälte) über das Areal verteilen.

→ Aufgrund der fehlenden Möglichkeit der gleichzeitigen verteilungsseitigen Redundanz mit Wärme und Kälte über das Areal in einem **2-Leiter** wurde diese Variante **nicht weiter betrachtet**.

- **Konzept 3-Leiter:**

Bei der 3-Leiter-Versorgung würde das Areal über einen Vorlauf für die Wärmebereitstellung und einen Vorlauf für die Kältebereitstellung erschlossen. Die dritte Ringleitung würde als gemeinsamer Rücklauf der Wärme- und Kältevorläufe agieren. Dieses Konzept wäre entsprechend in der Lage

## VORABZUG

eine gleichzeitige verteilungsseitige Redundanz mit Wärme und Kälte bereitzustellen. Die Zusammenlegung der Rückläufe in eine gemeinsame Leitung spart ggü. einer 4-Leiter-Variante zwar Kosten, ist jedoch energetisch nur dann effizient, wenn die jeweiligen Rücklauftemperaturen der Wärme- und Kälteversorgung dicht beieinander liegen, sodass exergetische Mischungsverluste beim Zusammenführen der Rückläufe vermieden werden. Auf dem Areal sollen gemäss aktueller Planung vergleichsweise gemässigte Temperaturniveaus zur Wärme- und Kältebereitstellung gefahren werden, sodass die Voraussetzung dicht beieinanderliegender Rücklauftemperaturen durchaus gegeben wäre.

→ Um jedoch eine langfristige Flexibilität der Versorgungstemperaturen bei gleichzeitig effizientem Betrieb sicherzustellen wurde die Variante des **3-Leiters verworfen**.

- **Konzept 4-Leiter:**

Bei der 4-Leiter-Versorgung wird das Areal über zwei separate Netze mit jeweils einem Vorlauf und einem Rücklauf erschlossen. Entsprechend kann gleichzeitig eine verteilungsseitige Redundanz mit Wärme und Kälte über das Areal gewährleistet werden. Darüber hinaus besteht, aufgrund der Entkopplung beider Netze, keine Abhängigkeit zwischen den Temperaturniveaus der Energiebereitstellung für einen effizienten Betrieb.

→ Aufgrund der gleichzeitigen verteilungsseitigen Redundanz mit Wärme und Kälte, sowie der langfristigen Flexibilität in Bezug auf den Betrieb der Netze und die Versorgungstemperaturen, wurde für die **weitere Ausarbeitung die Variante des 4-Leiters ausgewählt**.

### 6.3 Verteilkonzept 4-Leiter

Die grundsätzliche Funktionsweise des 4-Leiter-Systems, welches gemäss Kapitel 6.1 als finale Versorgungsvariante ausgewählt wurde ist in Abbildung 24 nochmal schematisch dargestellt. Schwerpunkt dieser Darstellung liegt auf der **Funktionsweise der Netzstruktur**. Eine detailliertere Darstellung der Einbindung und der Schnittstellen zwischen Leitungsnetz und Einspeisern bzw. Bezüglern findet sich in Kapitel 6.7.

Zur **Energieverteilung** ist das Areal über ein Wärmenetz (Vor- und Rücklauf), sowie ein Kältenetz (Vor- und Rücklauf) ringförmig erschlossen. Durch die Ringstruktur sind alle an das Netz angeschlossenen Bezüglern (Energieverbraucher) von zwei Seiten aus erschlossen, was eine verteilungsseitige Redundanz sicherstellt.

Zur **Energiebereitstellung** gibt es auf dem Areal mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten (Energiezentralen), die in das Arealnetz einspeisen und somit eine erzeugungsseitige Redundanz darstellen. Als Erzeugungseinheiten / Einspeiser treten dabei die in Tabelle 4 definierten Energiequellen (Wärmeerzeuger) bzw. Energiesenken (Kälteerzeuger) auf.

- **Wärmeerzeuger:**
  - Interne Abwärmenutzung aus Kälteproduktion
  - Wärmebezug ab Holzwärmeverbund (HWV)
  - Wärmebereitstellung über Wärmepumpe mit Wärmequelle Aussenluft (als Backup / Redundanz / Spitze)
- **Kälteerzeuger:**
  - Interne «Abkältenutzung» aus Wärmeproduktion
  - Kältebereitstellung über Kältemaschine mit Wärmesenke Holzwärmeverbund (HWV)
  - Kältebereitstellung über Kältemaschine mit Wärmesenke Aussenluft (Redundanz / Spitze)

Die Gebäude auf dem Areal stellen die **Energieverbraucher / -bezüglern** dar.

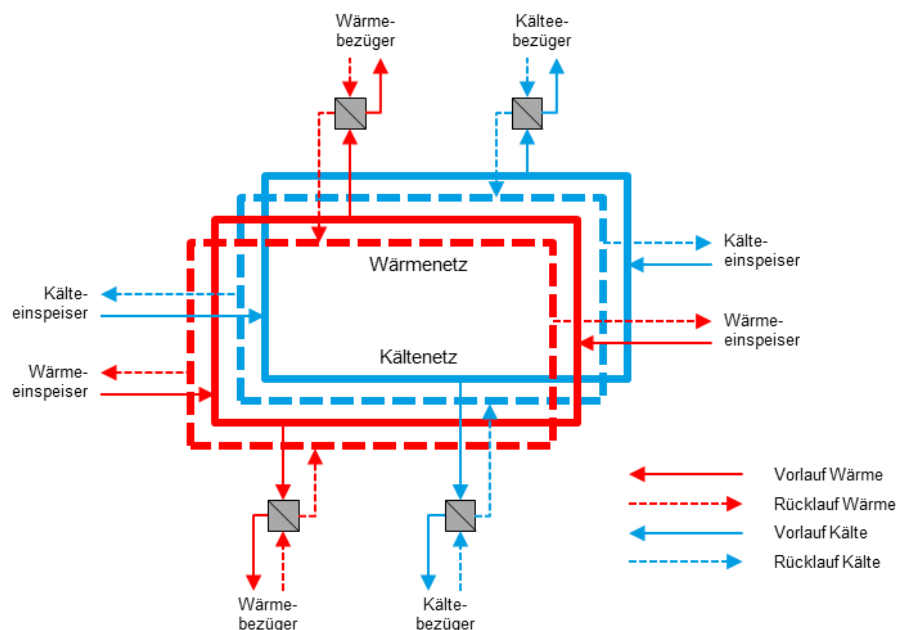


Abbildung 24: Funktionsweise 4-Leiter-Energieverteilkonzept

## 6.4 Temperaturniveaus

Die Auswahl der Vorlauftemperaturen im Arealwärme- und Arealkältenetz steht grundsätzlich im Konflikt zwischen den beiden folgenden gegenläufigen Zielgrössen:

- Je **gemässiger** die Vorlauftemperaturen der Arealnetze gewählt werden (je geringer die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes und je höher die Vorlauftemperatur des Kältenetzes), desto (1) **effizienter** kann die **Energiebereitstellung** über Wärmepumpen / Kältemaschinen erfolgen und (2) desto **geringer** sind die **Verteilungsverluste** durch unerwünschte Wärmeverluste (Wärmenetz) an die bzw. Wärmezugewinne (Kältenetz) aus der Umgebung.
- Je **extremer** die Vorlauftemperaturen der Arealnetzes gewählt werden (je höher die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes und je tiefer die Vorlauftemperatur des Kältenetzes), desto **grösser** ist der **Anteil des gebäudeseitigen Energiebedarfs**, der ab der Arealversorgung **bereitgestellt** werden kann und desto kleiner ist der Bedarf, der dezentral bereitgestellt werden muss.

Um einen guten Kompromiss zwischen den beiden Zielgrössen zu erreichen, wird für das **Arealwärmenetz** eine **Vorlauftemperatur von 37°C** und für das **Arealkältenetz** eine **Vorlauftemperatur von 14°C** empfohlen.

### 6.4.1 Vorlauftemperatur Wärmenetz

Die **37°C Vorlauftemperatur im primärseitigen Arealwärmenetz**, entsprechen einer **sekundärseitigen und gebäudeseitigen Vorlauftemperatur von mindestens 35°C**. Die sekundärseitigen Vorlauftemperaturen von 35°C reichen normalerweise aus, um den **Heizwärmebedarf über Fussbodenheizungen** bereit zu stellen. Die 37°C Vorlauftemperatur im Arealwärmenetz sind zudem ausreichend hoch für eine **direkte Abwärmeabgabe über hybride Rückkühler an die Aussenluft ab dem Arealwärmenetz**.

Nutzungen, die eine höhere Temperatur erfordern, insbesondere die Brauchwarmwasserbereitstellung, können entsprechend nicht direkt über das Arealwärmenetz versorgt werden, sondern erfordern eine dezentrale anderweitige Bereitstellung. Gemäss Abbildung 4 wird der prognostizierte Brauchwarmwasserbedarf des Areals jedoch vergleichsweise klein ausfallen und entsprechend keine weitere Anhebung des Temperaturniveaus des Arealwärmenetzes rechtfertigen.

### 6.4.2 Vorlauftemperatur Kältenetz

Die **14°C Vorlauftemperatur im primärseitigen Arealkältenetz**, entsprechen einer **sekundärseitigen und gebäudeseitigen Vorlauftemperatur von maximal 16°C**.

Die sekundärseitigen Vorlauftemperaturen von 16°C reichen normalerweise aus, um die meisten **Klimaanwendungen ohne Entfeuchtung über bspw. Kühldecken oder thermoaktive Bauteilsysteme (TABS)** bereitzustellen. Kältebedarfe, die eine niedrigere Temperatur erfordern, bspw. Klimaanwendungen mit Teilentfeuchtung oder kontrollierter bzw. Spezial-Entfeuchtungen für Prozesskälte, können entsprechend nicht direkt über das Arealkältenetz bereitgestellt werden, sondern erfordern eine dezentrale anderweitige Bereitstellung. Gemäss Abbildung 2 wird ein Grossteil der Flächen für Büro- oder Produktionsnutzungen verwendet werden und der Klimakälteanteil, der eine Entfeuchtung erfordert, sowie der Prozesskälteanteil (vgl. Abbildung 4) vergleichsweise klein ausfallen und entsprechend keine weitere Absenkung des Temperaturniveaus des Arealkältenetzes rechtfertigen.

## 6.5 Einbindung von Verbrauchern mit «extremen Temperaturanforderungen» in das Gesamtkonzept

Den **kritischen gebäudeseitigen Verbrauchern**, die nicht direkt ab den Arealnetzen bedient werden können, stehen die **Arealnetze** dennoch **(1) für eine Vorwärmung bzw. Vorkühlung** und **(2) als Wärmequelle bzw. Wärmesenke für etwaige dezentrale Wärmepumpen / Kältemaschinen** zur Verfügung.

Die Nutzung der Arealnetze als Wärmequelle bzw. Wärmesenke für die Bereitstellung kritischer dezentraler Energiebedarfe sollte hier als **Option** gesehen und **nicht** als **Pflicht** interpretiert werden. Die Sinnhaftigkeit der Interaktion sollte jeweils individuell geprüft werden. Insbesondere für die regelmässig auftretende Frage der Brauchwarmwasserbereitstellung empfehlen wir individuell zu entscheiden, ob eine zentrale Aufbereitung je Gebäude oder eine dezentrale Aufbereitung mit mehreren kleineren Einheiten im Gebäude, z.B. an jeder Wasserentnahmestelle (bevorzugte Konzeptwahl für sehr geringe Bedarfe, wie bspw. in Bürogebäuden), angestrebt werden sollte.

### (1) Vorwärmung / Vorkühlung

Sofern ein Verbraucher Temperaturanforderungen aufweist, die zwar in einer ähnlichen Grössenordnung wie die Temperaturniveaus der Arealnetze liegen, aber nicht vollständig ab den Arealnetzen bereitgestellt werden können, kann über die Arealnetze eine **Vorwärmung bzw. Vorkühlung** erfolgen, die die dezentrale Bereitstellung der verbleibenden Restbedarfe entlastet. Wird eine **Kühlanwendung bspw. mit einem Temperaturniveau von 12 °C (Vorlauf) / 20 °C (Rücklauf)** betrieben, könnte eine **Vorkühlung von 20 bis 16 °C über das Arealkältenetz** erfolgen. Der verbleibende **Resttemperaturhub von 16 auf 12 °C** müsste noch **dezentral** erfolgen.

### (2) Wärmequelle / Wärmesenke

Erfahrungsgemäss gibt es einen optimalen Temperaturhub / eine optimale Druckdifferenz, der / die zwischen dem Verdampfer und Kondensator innerhalb einer Wärmepumpe / Kältemaschine gefahren werden sollte. Um die **Gesamteffizienz der Wärme- und Kältebereitstellung über das Areal zu optimieren**, sollten diese optimalen Temperaturdifferenzen innerhalb einer Maschine für die Energiebereitstellung über einen mehrstufigen Prozess berücksichtigt und somit eine **sinnvolle Einbindung von dezentralen Maschinen sichergestellt** werden.

**Bspw.** sollte eine **dezentrale Wärmepumpe zur Brauchwarmwasserbereitstellung** auf einem **Temperaturniveau von +/- 65°C** das **Arealwärmenetz** mit einer Vorlauftemperatur von 37°C **als Wärmequelle** nutzen. Gleichermassen sollten jedoch auch Maschinen, die für die **Entfeuchtungskältebereitstellung** auf einem **Temperaturniveau von +/- 6°C** genutzt werden das **Arealwärmenetz** mit einer Vorlauftemperatur von 37°C **als Abwärmesenke** nutzen (vgl. Abbildung 25).

Eine Nutzung des Arealkältenetzes als Abwärmesenke für Maschinen, die ein sekundärseitiges Temperaturniveau von +/- 6°C anstreben, würde, anstatt in einem einstufigen Prozess von 6 auf 37°C, in einem zweistufigen Prozess (1) von 6 auf 14°C (über dezentrale Maschine) und (2) von 14 auf 37°C (über die Arealmaschinen) enden. Bei der insgesamt zu erzielenden Temperaturdifferenz von 31°C (von 6 auf 37°C zur finalen Wärmeabgabe an den Holzverbund oder über Rückkühler an die Aussenluft / zur Wärmenutzung als Bezug aus Arealwärmenetz) kann davon ausgegangen werden, dass dies in einem einstufigen Prozess mit einer höheren Gesamteffizienz als in einem zweistufigen Prozess erreicht werden kann.

VORABZUG

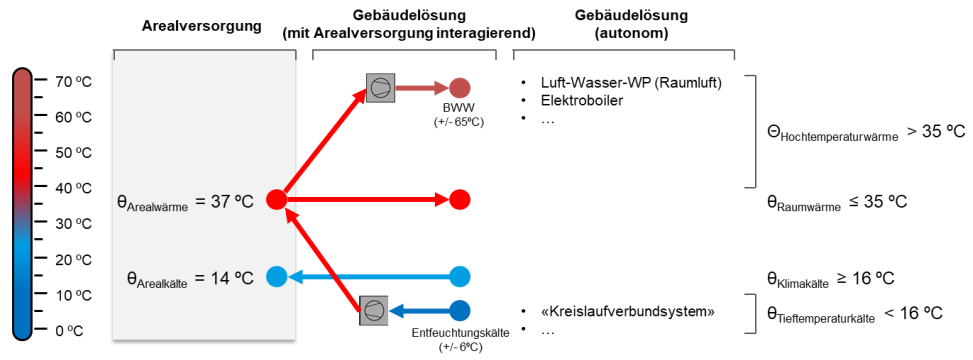


Abbildung 25: Temperaturniveaus Arealversorgung - Einbindung Sonderanforderungen



## 6.6 Regelkonzept

Grundsätzlich folgt die Energiebereitstellung gemäss aktuellem Konzept folgender Regelstrategie:

- Die Maschinen (WP/KM-Kombinationen) in den Energiezentralen werden kältegeführt betrieben.
- Die aus der Kältebereitstellung anfallende Abwärme wird in das Arealwärmenetz auf einer Temperatur von 37°C eingespeist.
- Abwärmeeintrag aus der Kälteproduktion > Arealwärmebedarf
  - Sofern der Abwärmeeintrag aus der Kälteproduktion den Arealwärmebedarf (Wärmeentzug aus dem Arealwärmenetz) übersteigt, wird die überschüssige Abwärme über das Wärmenetz an den Holzwärmeverbund bis zur definierten Maximalleistung abgegeben (vgl. Kapitel 4.4).
  - Sofern der nach Abzug des Arealwärmebedarfs verbleibende Abwärmeeintrag aus der Kälteproduktion in das Arealwärmenetz die maximal mögliche Wärmeabgabe an den Holzwärmeverbund übersteigt, wird dieser Überschuss entweder an das Grundwasser oder die Aussenluft abgegeben.
- Abwärmeeintrag aus der Kälteproduktion < Arealwärmebedarf
  - Sofern der Arealwärmebedarf (Wärmeentzug aus dem Arealwärmenetz) den Abwärmeeintrag aus der Kälteproduktion übersteigt, wird der verbleibende Wärmebedarf ab dem Holzheizkessel bereitgestellt.

## 6.7 Energieflüsse

Die folgenden Abbildung 26 bis Abbildung 28 stellen eine Übersicht über die erwarteten Energieflüsse nach Jahreszeit dar. Gleichzeitig geben die Abbildungen einen ersten Eindruck des Regelkonzepts.

Im **Winterbetrieb** überwiegt der Wärmebedarf auf dem Areal. Eventuell vorhandener Kältebedarf wird über die Kältemaschinen bereitgestellt. Die anfallende Abwärme wird in das Arealwärmenetz eingespeist und auf dem Areal zur teilweisen Wärmebedarfsdeckung genutzt. Der verbleibende Wärmebedarf wird ab dem Holzheizkessel durch Einspeisung in das Arealwärmenetz bereitgestellt.

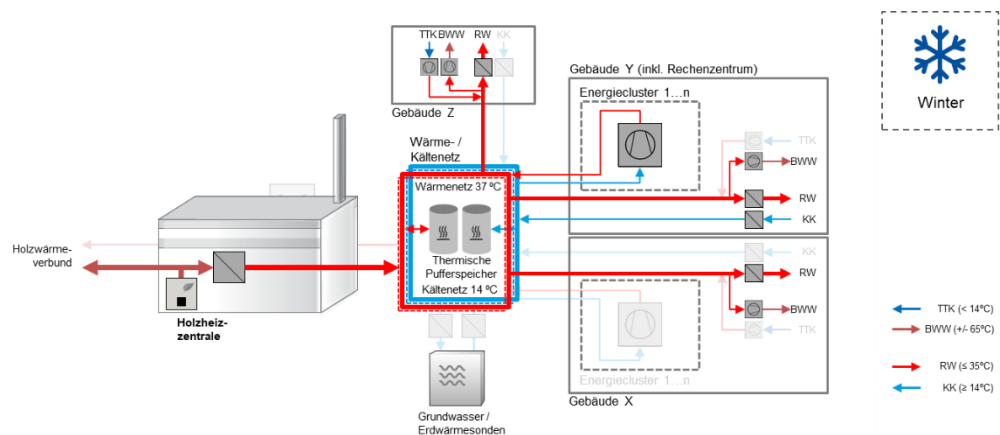


Abbildung 26: Energieflüsse – Winterbetrieb

VORABZUG

In der **Übergangszeit** sind der Wärme- und der Kältebedarf über das Gesamtareal einigermassen ausgeglichen. Der Kältebedarf wird über die Kältemaschinen bereitgestellt. Die anfallende Abwärme wird in das Arealwärmenetz eingespeist und auf dem Areal zur Deckung eines Grossteiles des Wärmebedarfs genutzt. Sofern in der Gesamtbilanz ein Überschuss an Abwärme besteht, wird diese Abwärme, falls benötigt, an den Holzwärmeverbund oder alternativ an das Grundwasser oder über die Rückkühler an die Aussenluft abgegeben. Sofern in der Gesamtbilanz eine Unterdeckung an Wärme besteht, wird der Restwärmebedarf ab dem Holzheizkessel durch Einspeisung in das Arealwärmenetz bereitgestellt.

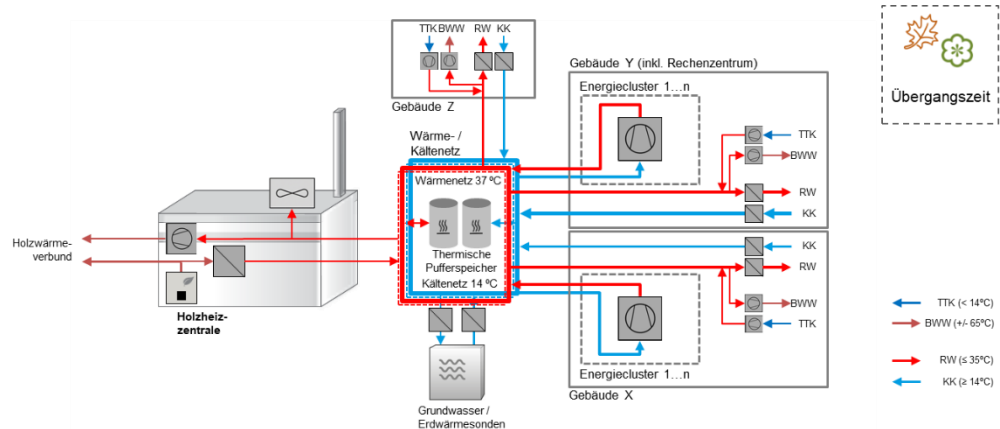


Abbildung 27: Energieflüsse – Übergangszeitbetrieb

Im **Sommerbetrieb** überwiegt der Kältebedarf auf dem Areal, der ab den Kältemaschinen bereitgestellt wird. Die anfallende Abwärme wird in das Arealwärmenetz eingespeist und deckt den eventuell vorhandenen Wärmebedarf des Areals. Der verbleibende Grossteil der angefallenen Abwärme wird, falls benötigt, an den Holzwärmeverbund oder alternativ an das Grundwasser oder über die Rückkühler an die Aussenluft abgegeben.

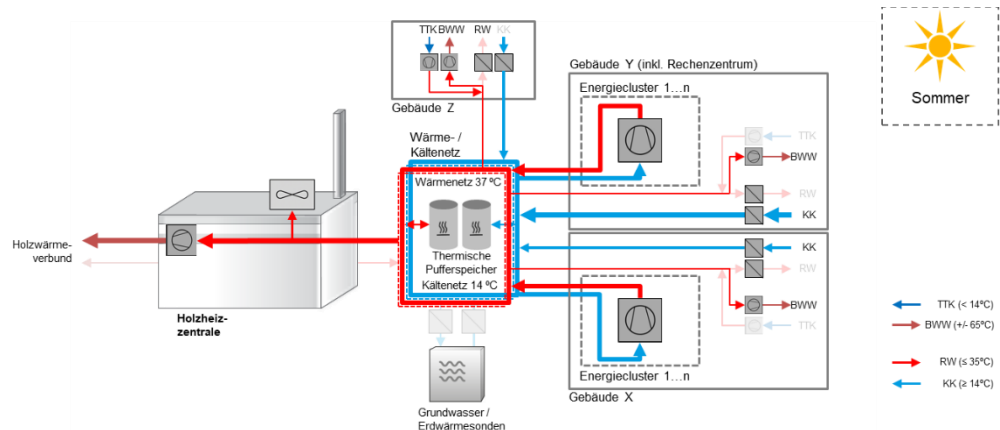


Abbildung 28: Energieflüsse – Sommerbetrieb

## 6.8 Energiebilanz

Die folgende Abbildung 29 stellt die Jahresdauerlinie der Energieflüsse entsprechend obiger Regelstrategie dar. Folgende Annahmen liegen der Auswertung zugrunde:

- Innerhalb der Heiz- und Kühlgrenzen verteilen sich der Raumwärme- und der Klimakälteleistungsbedarf proportional zur Aussentemperatur.
- Der Prozesskälteleistungsbedarf der Produktion und 90% des Kälteleistungsbedarfs der Rechenzentren, sowie der Wärmeleistungsbedarf zur Brauchwarmwasserbereitstellung fallen als Bandlast gleichmässig über das Jahr verteilt an.

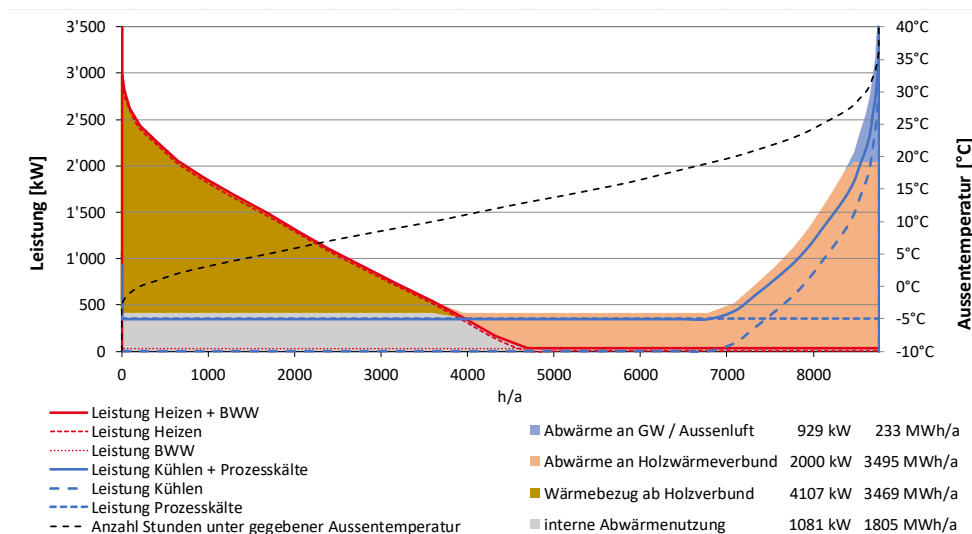


Abbildung 29: Energieflüsse - Jahresdauerlinie<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Temperaturdaten Basel 2019

## 6.9 Spezialfall Einbindung Gebäude 1

Das Gebäude 1 (vgl. Abbildung 1) ist bereits im Bau. In der vorangegangenen Planung war das Arealkonzept noch nicht bekannt. Es wurde von deutlich höheren Vorlauftemperaturen der Arealwärmeversorgung (80°C) und von deutlich niedrigeren Temperaturen der Arealkälteversorgung (6°C) ausgegangen.

Entsprechend wurden die Installationen zur Energieverteilung und -abgabe auf diese «extremere» Arealtemperaturen ausgelegt und sind teilweise nicht mehr mit den neu gewählten «gemässigeren» Arealtemperaturen (vgl. Kapitel 6.4) vereinbar. Zur Lösung dieser Situation wurden folgende Massnahmen definiert:

- Die **Wärmeversorgung** des Gebäudes 1 erfolgt **direkt ab dem Holzwärmeverbund** und nicht über das Arealwärmenetz auf einem **Temperaturniveau von 52°C**.
  - Die Medium-Vorlauf-Temperatur von 52°C ist ausreichend hoch, um die projektierten Heizkörper, Deckenstrahlplatten, Heiz-/Kühl-Baffeln und Nachheizregister der Lüftungsgeräte zu betreiben.
  - Die Übergabestation der Wärmeversorgung im Gebäude wird, entgegen der ursprünglichen Planung, auf das neue Temperaturniveau von 52°C angepasst bzw. entsprechend vergrössert.
  - Die Warmwasseraufbereitung auf einem Temperaturniveau von 70°C wird dezentral z.B. durch einen neuen Wärmepumpenboiler gelöst.
- Die **Kälteversorgung** des Gebäudes 1 erfolgt, wie alle weiteren Gebäude, ab dem **Arealkältenetz** auf einem **Temperaturniveau von 14°C**.
  - Die Medium-Vorlauf-Temperatur von 14°C ist ausreichend tief, um die projektierten Heiz-/Kühl-Baffeln und die Deckenstrahlplatten zu betreiben.
  - Die Übergabestation der Kälteversorgung im Gebäude wird, entgegen der ursprünglichen Planung, auf das neue Temperaturniveau von 14°C angepasst bzw. entsprechend vergrössert.
  - Für den Betrieb der Klimaschränke und Klimageräte, sowie der Kühlregister der Lüftungsgeräte ist die Vorlauftemperatur von 14°C nicht ausreichend um die vorgesehene Kühlleistung sowie Entfeuchtung zu erreichen. Um die geforderten Raumkonditionen einhalten zu können werden entweder zusätzliche Kälteanlagen oder eine Vergrösserung der Kühlregister vorgesehen.

Es gilt zu beachten, dass aktuell eine nicht zu vernachlässigende **Abweichung** zwischen den **prognostizierten Leistungsbedarfen** im Rahmen dieser **Arealstudie (A+W Zürich)** und im Rahmen der **Gebäudeplanungen für das Baufeld 1 (A+W Basel)** existiert. Aufgrund der unterschiedlichen Detaillierungsgrade (Arealplanung auf hoher Abstraktionsebene ohne individuelle Gebäudekenntnisse vs. Gebäudeplanung mit teilweisem Detailwissen) sind gewisse Abweichungen unumgänglich. Bei zu grossen Abweichungen sollte jedoch eine Abstimmung der Bedarfszahlen und insbesondere der Annahmen erfolgen.

**Tabelle 5: Prognose thermische Leistungsbedarfe Gebäude 1<sup>14</sup>**

|                       | Zielwerte (SIA 2024:2015) | Standardwerte (SIA 2024:2015) |
|-----------------------|---------------------------|-------------------------------|
| <b>Wärme (gesamt)</b> | 380 kW                    | 528 kW                        |
| Raumwärme             | 354 kW                    | 502 kW                        |
| Warmwasser            | 26 kW                     | 26 kW                         |
| <b>Kälte (gesamt)</b> | 352 kW                    | 484 kW                        |

<sup>14</sup> Spez. Bedarfe gemäss Kapitel 3.1, Flächenangaben (GF<sub>total</sub>: 17'000 m<sup>2</sup>, GF<sub>Büro</sub>: 17'000 m<sup>2</sup>, GF<sub>Produktion</sub>: 17'000 m<sup>2</sup>) gemäss Zusammenstellung\_Gebäudedaten, Fankhauser Architektur, Stand: 16.10.2019

## 7 Elektrisches Energiekonzept

### 7.1 PV – Technologien

#### 7.1.1 Standard-Technologien

Als Standard-Technologien werden die heute üblicherweise verwendeten Anlagentypen bezeichnet, welche auch für die vorliegende Ermittlung der PV-Produktion zugrunde gelegt wurden. Dabei handelt es sich um kristalline Solarmodule, welche bei Flachdächern ost-west-aufgeständert und möglichst flächendeckend angeordnet werden, und bei Fassaden möglichst gut integriert und hinterlüftet vorgehängt werden.

#### 7.1.2 Innovative Technologien

Auf die mögliche Nutzung innovativer PV-Technologien wird an dieser Stelle nur sehr rudimentär eingegangen, weil die derzeit angenommenen Gegebenheiten auf dem Areal einen Einsatz dieser Technologien – abgesehen von PV-Gründächern - als sehr unwahrscheinlich erscheinen lassen.

##### 7.1.2.1 PV-Gründächer

Ein PV-Gründach ist eine Mischform aus Dachbegrünung und PV-Anlage. Dabei können die Vorteile einer Dachbegrünung, wie z.B. Wasserretention, Kühleffekt oder Biodiversität, genutzt und gleichzeitig Solarstrom produziert werden. Mit dem fortschreitenden Wissen zu Anordnung und Aufbau (unterschiedliche Substratverteilung und -dicken, Modul-Reihenabstände und Höhe über Dachhaut usw.) haben sich PV-Gründächer etabliert und bieten – je nach Prioritäten des Bauherrn – eine echte Alternative zu reinen PV-Dächern an.

Der **Energieertrag pro Fläche** ist dabei **etwas geringer**, der **Nutzen für das Dach und die Umwelt dafür wesentlich höher**.



Abbildung 30: PV-Gründach als Alternative zum reinen PV-Dach<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Quelle: Contec AG

### 7.1.2.2 Solarfaltdächer

Solarfaltdächer werden z.B.

- für die Doppelnutzung von Nutz- und Infrastrukturflächen und / oder
- als Wetterschutz mit intelligenter Steuerung

eingesetzt. Dies kann z.B. bei Kläranlagen oder für grosse Park- und Logistikflächen relevant sein.

Ein Beispiel ist das Solarfaltdach der Firma *dhp technology* in Landquart für die ARA Chur:

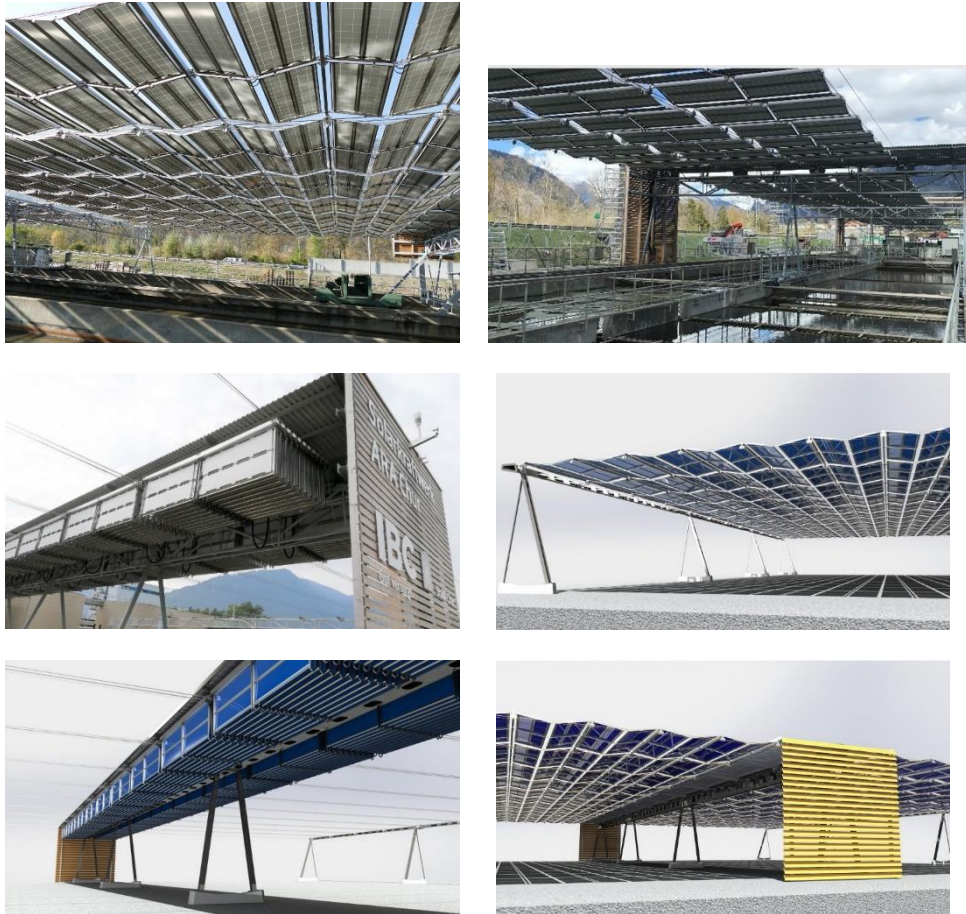


Abbildung 31: Solarfaltdach der ARA Chur<sup>16</sup>

Hauptvorteile von Solarfaltdächern:

- (Doppel-)Nutzung von Flächen ohne Beeinträchtigung
- Geringes Gewicht

Hauptnachteile von Solarfaltdächern:

- Nur bedingt unwetterfest (Sturm, Hagel).

**Fazit: Einsatz nur für Flächen mit spezifischen Anforderungen oder Nutzungen sinnvoll.**

<sup>16</sup> Bilder: ARA Chur, dhp technology



### 7.1.2.3 Grätzel-Zellen

Grätzel-Zellen oder Farbstoffsolarzelle nutzen zur Stromproduktion eine technische Photosynthese. Sie lassen sich insbesondere auch anstelle von gefärbten Gläsern als Kunst am Bau einsetzen.



Abbildung 32: Fassadenelemente mit Grätzel-Zellen<sup>17</sup>

Hauptvorteile von Grätzel-Zellen:

- Verschiedene Farben möglich
- Niedrige Herstellungskosten
- Geringe Umweltbelastung
- Gut bei diffusem Licht

Hauptnachteile von Grätzel-Zellen:

- Geringerer Wirkungsgrad
- Fragliche Langzeitstabilität
- Marktreife noch nicht erreicht

**Fazit: Der Einsatz von Grätzel-Zellen ist heute erst in sehr spezifischen Fällen sinnvoll oder falls architektonisch gewünscht.**

### 7.1.2.4 "Solare Storen"

Unter "solare Storen" können unterschiedliche Produkte verstanden werden:

- Storen, die abhängig von der Einstrahlung gesteuert werden



Abbildung 33: Einstrahlungsgesteuerte Storen<sup>18</sup>

<sup>17</sup> Bilder: SwissTech Convention Centre, Solaronix

<sup>18</sup> Bild: Schenker Storen, <https://www.menuiseriebarth.com>

- Solar angetriebene Storen

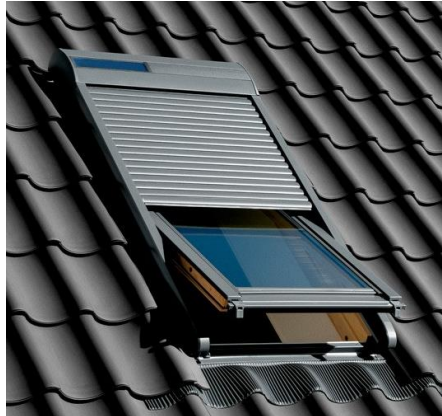


Abbildung 34: Solar angetriebene Store<sup>19</sup>

- Aus Solarelementen bestehende Storen



Abbildung 35: Store aus Solarelementen<sup>20</sup>

- Schwenkbare Solarfassadenelemente



Abbildung 36: Schwenkbare Solarfassadenelemente<sup>21</sup>

Der Einsatz von solaren Storen erfolgt meist aufgrund des Wunsches des Architekten oder wenn ein passendes Produkt / ein attraktiver Anbieter vorhanden ist.

<sup>19</sup> Bild: Velux

<sup>20</sup> Bild: SolarGaps, <https://solargaps.com/>

<sup>21</sup> Bild: Aargauische Kantonalbank



## 7.2 Batteriespeicher

Der Markt für stationäre Batteriespeicher ist aufgrund der Entwicklungen bei der Elektromobilität sehr dynamisch. Dies betrifft insbesondere Technologien, Hersteller, Anwendungen (Geschäftsmodelle) und Preise. Diese Dynamik wird voraussichtlich noch eine Weile andauern.

Der Batteriespeicher kann für verschiedene Betriebsweisen eingesetzt werden. Diese umfassen z.B. die Lastspitzenminimierung, die Eigenverbrauchsoptimierung, den Backup-Betrieb (Notstromversorgung) oder Kombinationen davon. Mit der Strommarktliberalisierung kommen künftig vermutlich vermehrt Systemdienstleistung wie der Elektrizitätsankauf und -verkauf zum Zuge.

### 7.2.1 Technologien

Blei(-Säure)-Batteriespeicher sind zwar immer noch am weitesten verbreitet, stoßen jedoch hinsichtlich Energiedichte und Lebensdauer an ihre Grenzen und werden heute zunehmend durch Lithium-Ionen-Batteriespeicher abgelöst.

Als ökologische Alternativen dazu können jedoch auch Salzwasser-Batteriespeicher (ressourcenschonend und ungefährlich, dafür gross und schwer) oder Second-Life-Batteriespeicher (ebenfalls ressourcenschonend, dafür herausfordernd bei der Systemintegration) genutzt werden.

Insbesondere wegen Rohstoffengpässen wird an Alternativen zur Lithium-Ionen-Technologie geforscht, wie z.B. an Metall-Schwefel-Akkus, Metall-Luft-Akkus, Redox-Flow-Batterien oder Flussbatterien. Daneben sind Feststoff-Batterien (hohe Energiedichte, lange Lebensdauer und geringen Brennbarkeit, aber niedrige Leistungsdichte) schon länger ein Thema. Aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen konnten sich bisher jedoch keine der genannten Alternativen durchsetzen.

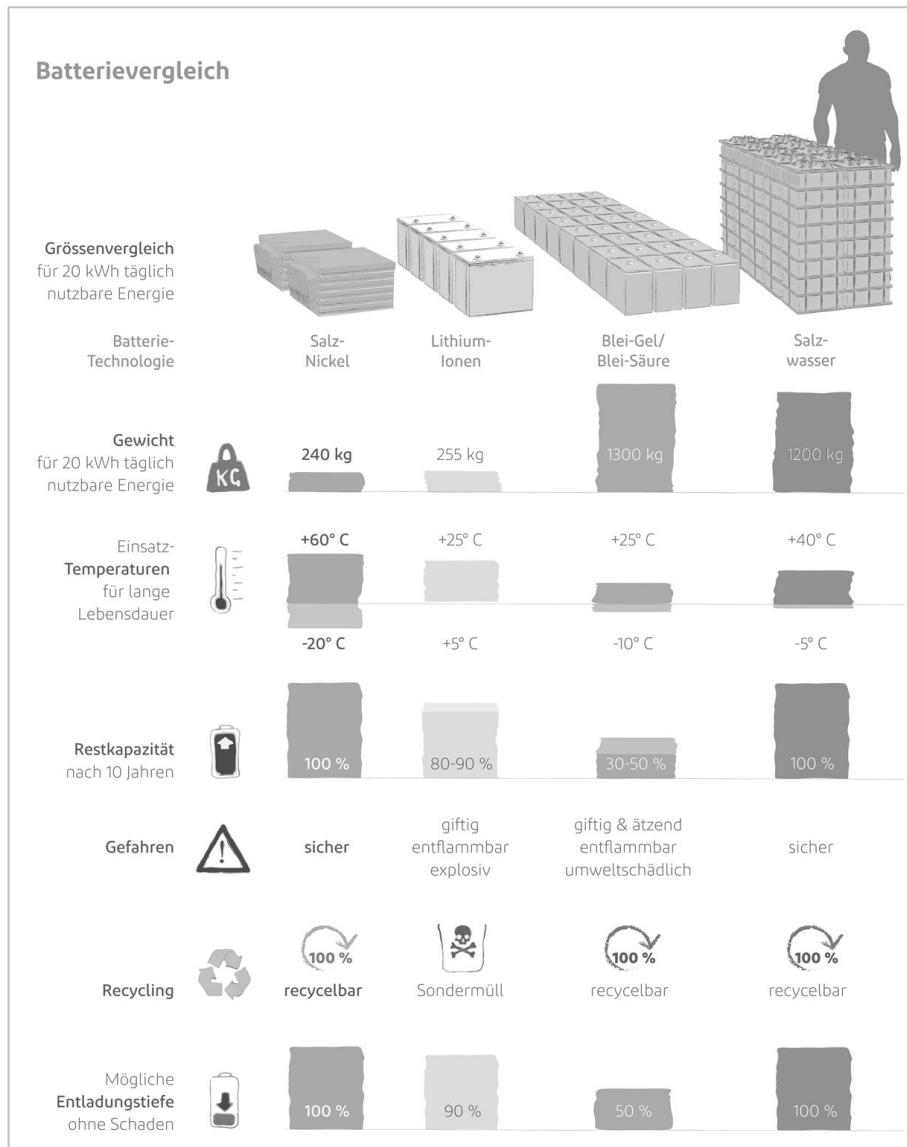


Abbildung 37: Batterievergleich<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Quelle: <https://www.innovenergy.ch/batterievergleich>

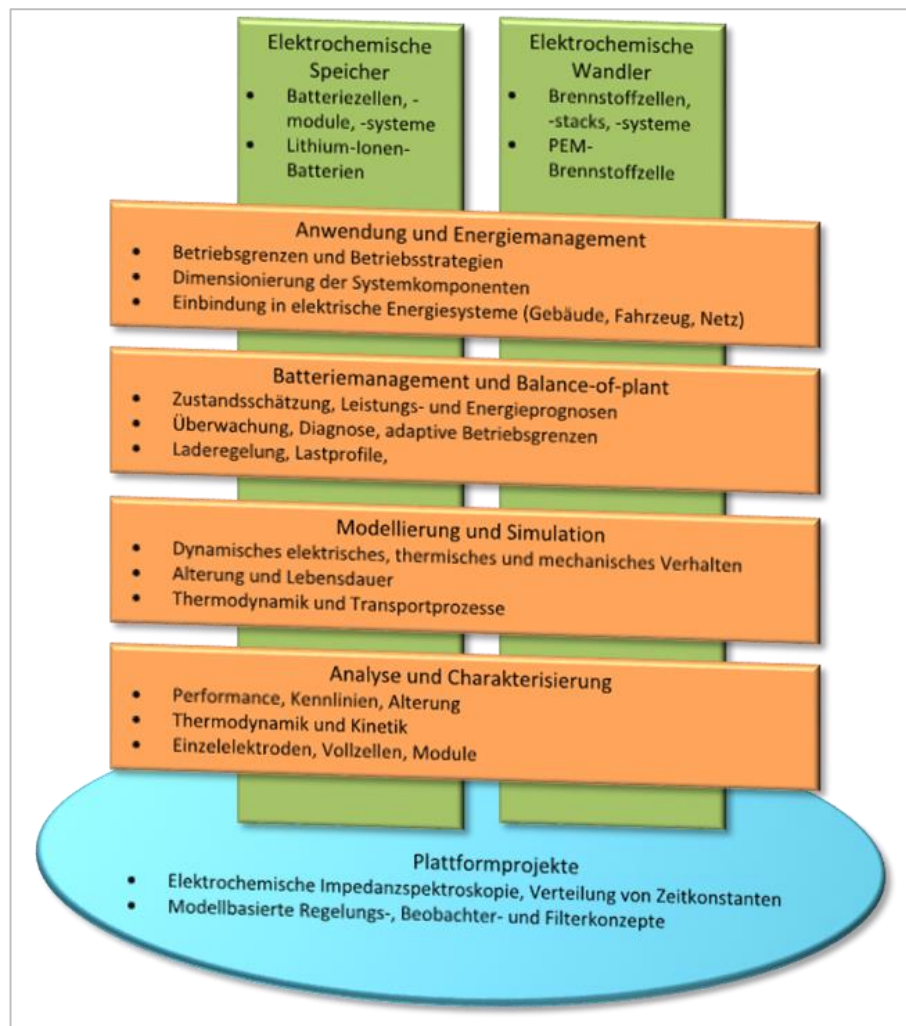


Abbildung 38: Forschungsgebiete bei Batteriespeichern und Brennstoffzellen<sup>23</sup>

Verschiedene Anbieter sind daran, offene Plattformen mit untereinander kompatible Komponenten zu entwickeln.

Laden aus dem Netz sowie bidirektionales Laden der Elektrofahrzeuge sind heute (noch) wenig praxisrelevant.

Je nach Betriebsweise kann es interessant sein, Batteriespeicher zu verwenden, bei denen sich Speicherkapazität und Lade-/Entladeleistung "beliebig" kombinieren lassen. Dies ist z.B. für die Leistungsspitzenreduktion relevant.

<sup>23</sup> Quelle: <https://www.ees.uni-bayreuth.de/de/forschung/index.html>

### 7.2.2 Dimensionierung

Die Dimensionierung des Batteriespeichers ergibt sich aus den energetischen Anforderungen (Betriebsweisen), den mit dem Batteriespeicher gekoppelten Haustechnikkomponenten, sowie weiteren Anforderungen und Präferenzen des Bauherren.

Bei der heute dominanten Betriebsweise der Eigenverbrauchsoptimierung ist zu beachten, dass Eigenverbrauchsverhältnis und Autarkiegrad gegenläufige Aspekte darstellen und beide optimiert werden sollten.

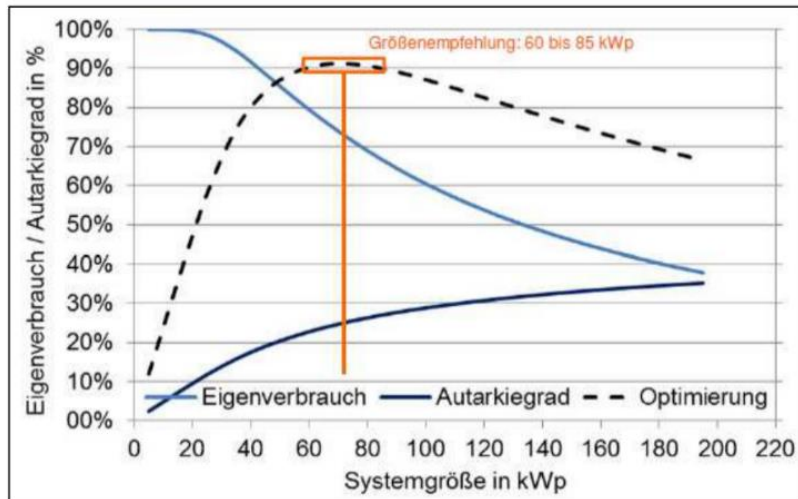


Abbildung 39: Eigenverbrauch vs. Autarkie<sup>24</sup>

Aufgrund der nicht immer einfachen Produktions- und Lastprofile sowie der Batteriespeichersteuerung wird für die Dimensionierung meist auf Simulationen zurückgegriffen.

<sup>24</sup> Quelle: [https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/is13\\_5\\_Heibeck\\_Eigenverbrauch.pdf](https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/is13_5_Heibeck_Eigenverbrauch.pdf)

### 7.2.3 Auswahl

Die System- und Produktwahl des Batteriespeichers richtet sich insbesondere nach der Systemintegration (Kompatibilität), der Grösse des Batteriespeichers, der Betriebsweise sowie ggf. einem bevorzugten Anbieter. Anbieter und Produkte für Batteriespeicher sind grundsätzlich ausreichend vorhanden.

Vor der Anschaffung eines Batteriespeichers sollten jedoch aus ökologischer Sicht Alternativen hinsichtlich Energieverbrauch, Energieverteilung und Nutzung geprüft werden.

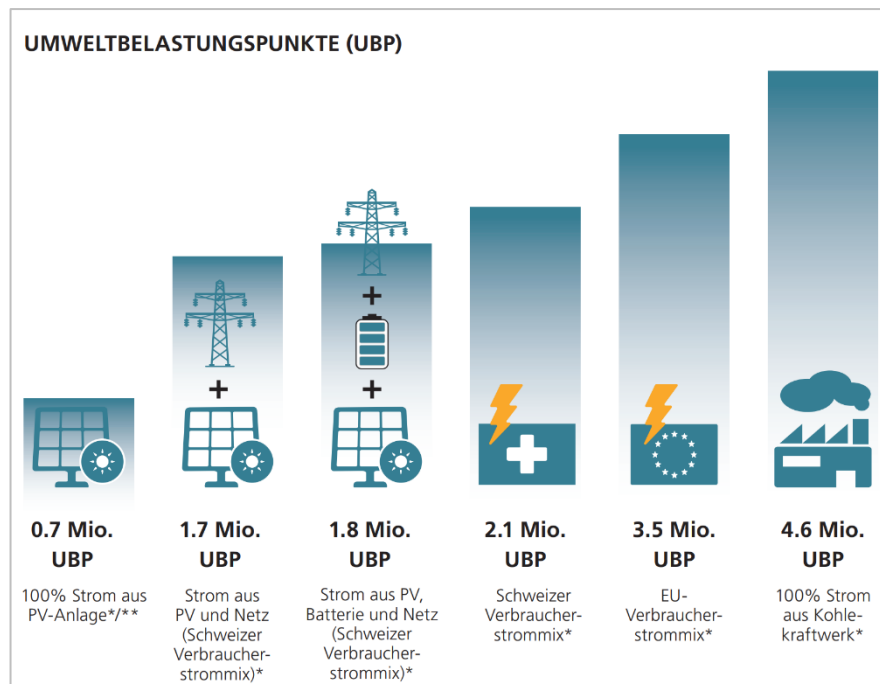


Abbildung 40: Umweltbelastungspunkte<sup>25</sup>

Ist der Entscheid für einen Batteriespeicher gefallen, so kann alternativ zum Lithium-Ionen-Batteriespeicher die Verwendung eines Salzwasser-Speichersystems erwogen werden. Diese sind ressourcenschonend, ungiftig und nicht brennbar. Allerdings weisen sie auch eine deutlich geringe Energie- und Leistungsdichte auf, was sich beim Platzbedarf und Systemgewicht äussert.

Die Verwendung von Second-Life-Batteriespeichern, z.B. aus der Elektromobilität, ist hinsichtlich Ressourcenschonung und Kosten ebenfalls eine überlegenswerte Alternative. Dagegen sprechen allerdings die erforderliche Systemintegration der gebrauchten Batteriespeicher sowie die laufend sinkenden Kosten von Neubatterien.

<sup>25</sup> Quelle: EnergieSchweiz, Stationäre Batteriespeicher in Gebäuden, Juli 2018

#### 7.2.4 Marktübersicht und Kosten

Eine gute Marktübersicht für Gewerbe- und Industriespeicher enthält z.B. <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/>.

Es gibt eine Vielzahl von Anbietern von Batteriespeichersystemen. Im PV Magazin wurden schon 2015 rund 40 Batteriespeicher-Anbieter mit 290 Systemen aufgeführt. Zu den Herstellern gehören u.a. ABB, Akasol, BYD, Fenecon, Greenrock, LG Chem, NEC usw.

Die Kosten von stationären Batteriespeichern werden aufgrund von Economy-Of-Scale-Effekten in der Produktion (auch Autoindustrie) in den kommenden Jahren fallen. Es kann also durchaus Sinn ergeben, heute schon grössere Batteriespeicher einzuplanen (Platzbedarf, Vorbereitung Elektroverteilung), die im aktuellen Marktumfeld noch keine Wirtschaftlichkeit erlangen. Nach dem prognostizierten Preissturz und einer Überprüfung der Wirtschaftlichkeit können sie dann zu einem späteren Zeitpunkt nachgerüstet werden.

## 7.3 Wasserstoffnutzung für LKW-Flotte

### 7.3.1 Grundlagen

Im Zusammenhang mit Photovoltaik, Power-to-Gas (P2G) und Elektromobilität ist das Thema Wasserstoff gerade wieder aktuell geworden. Während bei den elektrischen Personalfahrzeugen der Hauptfokus auf Batteriespeichern liegt, ist bei grösseren Transportfahrzeugen - Lastwagen, Busse, Züge und sogar Schiffe - Wasserstoff wieder vermehrt ins Interesse gerückt.

Beachte: Bei dem hier diskutierten Antriebssystem handelt es um Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzellen mit Elektromotoren, nicht zu verwechseln mit Wasserstoffverbrennungsmotoren.

Die Schweiz nimmt hinsichtlich Wasserstoff-LKW eine Vorreiterrolle ein, wie sich am Beispiel der privatwirtschaftlichen Initiative «H2 Mobilität» zeigt. Die Initiative besteht aus Detailhändlern (Coop, Migros), einem LKW-Hersteller (Hyundai), einem Autohändler (Emil Frey) sowie mehreren Tankstellenbetreibern und Logistikern. Ziel der Initiative ist, 50 Wasserstoff-LKW bis Ende 2020 und 1'600 Wasserstoff-LKW bis 2025 zu betreiben. Das Netz an öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen soll von heute 1 Tankstelle auf 6-8 Tankstellen bis Ende 2020 anwachsen.

Interessierten Unternehmen werden Wasserstoff-LKW gegen eine Nutzungsgebühr pro gefahrenem Kilometer von der Firma Hyundai Hydrogen Mobility des Joint Ventures H<sub>2</sub> Energy AG zur Verfügung gestellt. Die Nutzlast der ersten Fahrzeuge ist ggf. noch leicht eingeschränkt.

Durch diese Vorhaben geht die Wasserstoff-Elektromobilität in 2020 in der Schweiz von der Pilotphase in die industrielle Umsetzung über. Damit sinkt auch das technologische Risiko bei der Anwendung.

In der Schweiz sind Wasserstoff-LKW sowohl von der Schwerverkehrsabgabe (LSVA) als auch von der Mineralölsteuer befreit.

Mit einer eigenen H<sub>2</sub>-Herstellung und deren Nutzung im Rahmen einer H<sub>2</sub>-Lastwagenflotte auf dem Areal uptown Basel kann der vor Ort produzierte PV-Strom eingesetzt werden. Sofern eine Nutzung über den reinen PV-Überschussstrom hinaus angestrebt wird, würde die PV-Nutzung zur H<sub>2</sub>-Herstellung in Konkurrenz mit einem direkten anderweitigen Eigenverbrauch auf dem Areal stehen und in einem zusätzlichen Strombezug aus dem Verteilnetz resultieren.

Grundsätzlich gibt es verschiedene Betreibermodelle, welche einen mehr oder weniger grossen Teil der Wertschöpfungskette (Erstellung – Betrieb – Nutzung) abdecken und sich insbesondere im unternehmerischen Risiko und den Kosten unterscheiden:

Um die einwandfreie und sichere Funktion des Gesamtsystems – bestehend aus Elektrolyseur, Speicher, H<sub>2</sub>-Tankstelle und H<sub>2</sub>-betriebenen LKW – sicherzustellen, wird empfohlen, auf einen Systemintegrator oder auf eine Gesamtsystemlösung zurückzugreifen. Ein möglicher Anbieter auf diesem Gebiet ist die H<sub>2</sub> Energy AG.

Mit noch weniger Risiko behaftet ist eine Miet-Lösung, bei welcher lediglich die H<sub>2</sub>-betriebenen LKW gemietet und pro gefahrenen km abgerechnet werden. Ein möglicher Anbieter auf diesem Gebiet ist die Hyundai Hydrogen Mobility AG.

VORABZUG

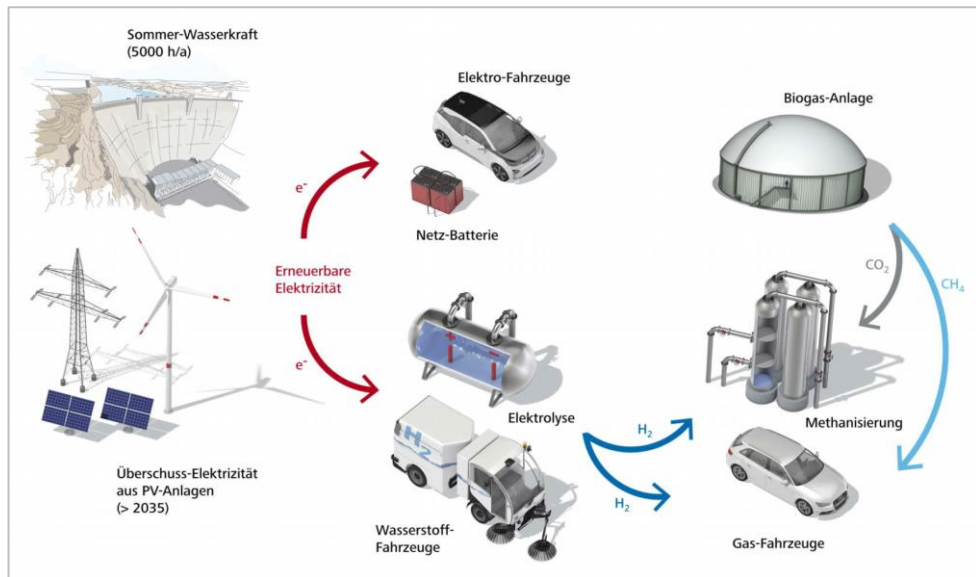


Abbildung 41: Mobilität der Zukunft<sup>26</sup>

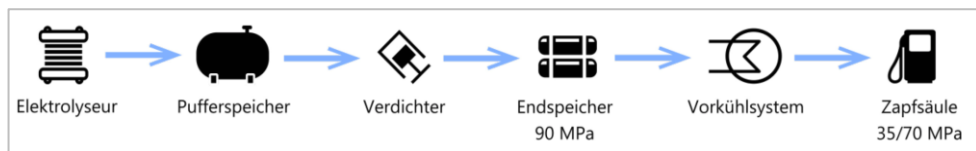


Abbildung 42: Hauptkomponenten der Wasserstoff-Anlage an der Empa<sup>27</sup>

<sup>26</sup> Quelle: MOVE

<sup>27</sup> Quelle: BFE, Schlussbericht Aufbau und Betrieb der ersten Wasserstofftank-stellen in der Schweiz, 09.12.2019



### 7.3.2 Elektrolyseure

Elektrolyseure bzw. P2G-Anlagen sind heute verfügbar, aber noch lange nicht ausgereift. Dementsprechend handelt es sich um Erprobungs-, Pilot- oder Demonstrationsprojekte resp. -anlagen. Herausforderungen sind z.B. Schwankungen in der Stromerzeugung oder die kurzen Wartungsintervalle bzw. die Lebensdauer der Systeme.

Bei den Elektrolyseuren wird zwischen 3 Technologien unterschieden:

1. Alkalische Wasserelektrolyse mit flüssigem Elektrolyt
2. PEM-Elektrolyse (Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse)
3. Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse (noch am wenigsten entwickelt)

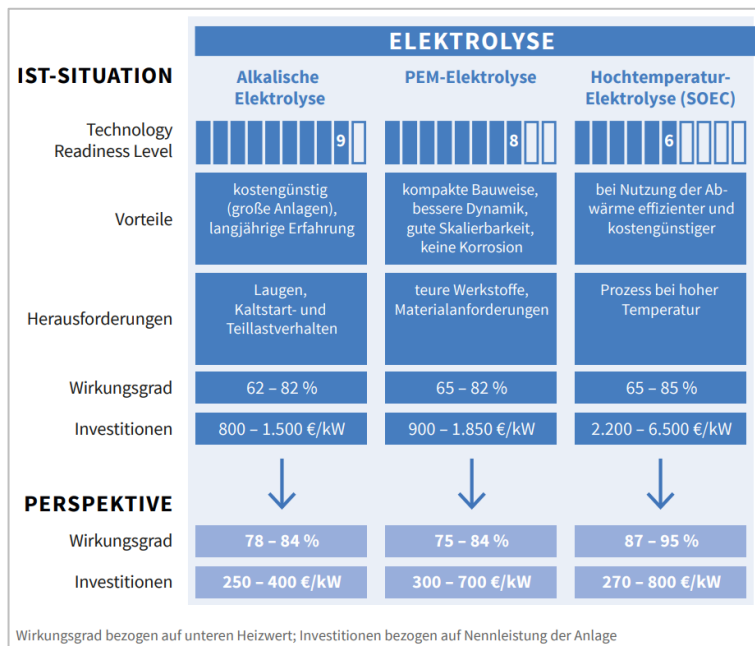


Abbildung 43: Stand der Technik<sup>28</sup>

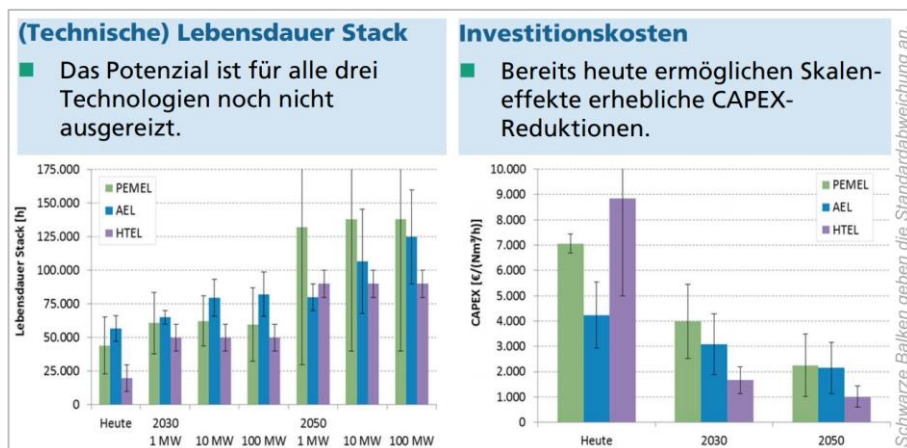


Abbildung 44: Lebensdauer und Investitionskosten<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Quelle: dena, Roadmap Power to Gas, 2017

<sup>29</sup> Quelle: Fraunhofer ISE / Siemens Hydrogen Solutions, 2019

## VORABZUG

Auch die Lebensdauer der Stacks (zu einem Stapel zusammengefasste Zellen einer Brennstoffzelle) ist noch lange nicht ausgereizt.

Anbieter / Hersteller von Elektrolyseuren (P2G-Anlagen) sind:

- H-TEC Systems (Elektrolyseure mit 100 - 450 kg H<sub>2</sub> /Tag)
- AREVA H2Gen (Elektrolyseure mit 10 - 200 Nm<sup>3</sup> / h)
- Diamond Lite SA (Systemintegrator für Elektrolyseure von Proton OnSite mit 0.5 - 400 Nm<sup>3</sup> / h))
- McPhy (Elektrolyseure mit 0.4 - 800 Nm<sup>3</sup>/h)
- Siemens Hydrogen Solutions (Elektrolyseure mit 225 Nm<sup>3</sup>/h)
- HydrogenPro (Elektrolyseure mit 10 – 800 Nm<sup>3</sup>/h)

Bem.: Umrechnung für Wasserstoff: 1 Nm<sup>3</sup> = 0.0841 kg bzw. 1 kg = 11.89 Nm<sup>3</sup>

### 7.3.3 Wasserstofftankstelle für LKW

Grundprinzip einer Wasserstoff-Tankstelle:

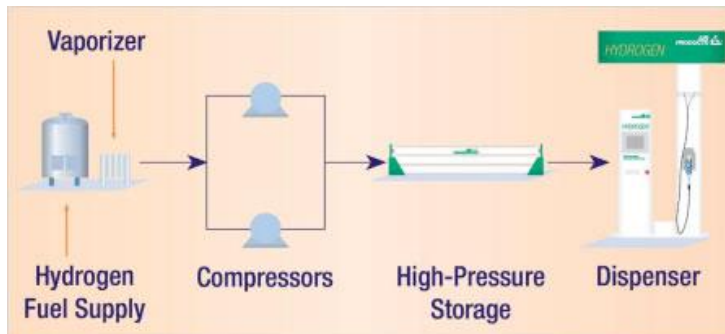


Abbildung 45: Prinzip der Wasserstoff-Tankstelle<sup>30</sup>

Bei Wasserstoff-Tankstellen sind insbesondere die hohen Drücke sowie die wegen der Gaskompression erforderliche Kühlung zu beachten.

Anbieter von Wasserstoff-LKW: Hyundai (verfügbar), Toyota/Kenworth (ab 2020), Bosch/Nikola Motors (ab 2022), Daimler (Vision)

Reichweite und Tankdauer von Wasserstoff-LKW sind mit 400 km bzw. unter 10 Minuten vergleichbar mit Diesel-LKW.

Anbieter / Hersteller von Wasserstoff-Tankstellen:

- McPhy (<https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/hydrogen-stations/>)
- Air Liquide (<https://industrie.airliquide.de/>)
- sera (<https://www.sera-web.com/wasserstoff>)
- Air Products (<http://www.airproducts.de/Industries/Energy/Power/Power-Generation/hydrogen-fueling-stations.aspx>)
- Anleg (<http://www.anleg-gmbh.de/produkte-dienstleistungen/h2-wasserstoffanwendungen/wasserstoff-tankstelle-tanksysteme/>)
- ITM Power (<https://www.itm-power.com/h2-stations>)

<sup>30</sup> Quelle: <http://www.airproducts.de/Industries/Energy/Power/Power-Generation/hydrogen-fueling-stations.aspx>

### 7.3.4 Potenzialermittlung

Ein einfaches Rechenbeispiel soll das Potenzial der PV-Produktion zum Betrieb einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte aufzeigen:

*Energiedichte: 1 kg H<sub>2</sub> = 33.3 kWh (zum Vergleich: 1 kg Benzin = 12 kWh)*

*Wirkungsgrad H<sub>2</sub>-Herstellung aus PV-Strom:  $\eta_{\text{Strom} \rightarrow \text{H}_2}$  ca. 60 bis 80 %*

*Aus 1 GWh PV-Strom können demnach ca. 21'000 kg H<sub>2</sub> hergestellt werden.*

*H<sub>2</sub>-Verbrauch pro LKW: Ca. 8 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> / 100 km oder ca. 8'000 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> / Jahr*

*Verhältnis PV-Ertrag von Winter zu Sommer: 1:4 bis 1:3*

*Überschussstrom (vgl. Abbildung 23): 25% im Sommer, 5% im Winter, 17% übers Jahr*

**Szenario 1** (gesamte PV-Produktion zur H<sub>2</sub>-Produktion verwendet und mittels grossem saisonalem H<sub>2</sub>-Speicher gleichmässig über das Jahr verteilt):

*H<sub>2</sub>-Jahresproduktion (mit 4 GWh PV-Jahresproduktion): 84'000 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> / Jahr*

*→ Szenario 1 würde eine Flotte mit rund 10 H<sub>2</sub>-LKW (mit 100'000 km pro Jahr) ermöglichen.*

**Szenario 2** (nur Überschussstrom zur H<sub>2</sub>-Produktion verwendet und nur kleiner H<sub>2</sub>-Speicher für wenige Wochen Überbrückung):

*H<sub>2</sub>-Produktion im Winter (mit 0.5 GWh x 5% Überschussstrom = 0.025 GWh Winter-Überschussproduktion, vgl. Abbildung 23): 525 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>*

*→ Szenario 2 würde im Winter keine Flotte mit H<sub>2</sub>-LKW ermöglichen.*

## 8 Erschliessungskonzept

### 8.1 Energiezentralen

#### 8.1.1 Anzahl und Aufteilung Kältemaschinen / Redundanz

Gemäss Versorgungskonzept (vgl. Kapitel 6) sind mehrere dezentrale Energiezentralen vorgesehen. Die Anzahl der Energiezentralen, bzw. die Anzahl und Leistung der Maschinen in den Energiezentralen definieren die erzeugungsseitige Versorgungsredundanz und sollten entsprechend abhängig vom prognostizierten Leistungsbedarf, sowie den Redundanzanforderungen gewählt werden.

Ein oft verwendeter Ansatz stellt eine **maschinenseitige Redundanz von n+1** dar. Dies bedeutet, dass bei Ausfall einer Maschine immer noch ausreichend Maschinen verbleiben, um den gesamten Spitzenleistungsbedarf des Areals decken zu können.

Um eine vergleichbare zentralenseitige Redundanz von n+1 zu erreichen, bei der auch bei Ausfall einer kompletten Zentrale immer noch ausreichend Leistung verbleibt, um den gesamten Spitzenleistungsbedarf des Areals decken zu können, müssten entweder viele kleine Zentren installiert werden oder eine sehr hohe Überdimensionierung der installierten Leistung in Kauf genommen werden.

Auf dem Schorenareal / uptown Basel sind gemäss aktueller Planung entsprechend **3 Energiezentralen** vorgesehen, die **jeweils 2 Kältemaschinen** mit einer Kälteleistung von **jeweils 700 kW** aufweisen. In Bezug auf den prognostizierten Spitzenkälteleistungsbedarf des Areals ergibt sich damit folgende Redundanzauslegen (vgl. Abbildung 46).

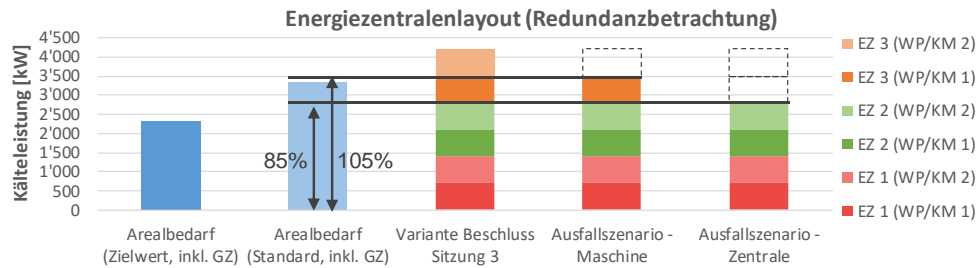


Abbildung 46: Energiezentralenlayout – Redundanzbetrachtung

Tabelle 6: Energiezentralenlayout – Redundanzbetrachtung

| Beschluss Variante | Leistungsverbleib bei Ausfall einer Maschine | Leistungsverbleib bei Ausfall einer Zentrale |                                    |
|--------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|
| 3 Zentren          | 105 %                                        | 85 %                                         | Bezogen auf SIA-2024 Standardwerte |

### 8.1.2 Standort Energiezentralen

Das Gesamtareal unterteilt sich in uptown 1, uptown 2 und uptown 3.

Gemäss aktueller Planung wird das Gesamtareal durch einen **Ring mit Leitungen** erschlossen, der zwischen den Gebäuden der Teilbereiche uptown 1 und uptown 2, sowie zwischen uptown 2 und uptown 3 zwei weitere Querverbindungen enthält (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Grundsätzlich wurden verschiedene Flächen für potentielle Energiezentralen vorgesehen. Das gewählte Versorgungskonzept (vgl. Kapitel 8.1) stellt grundsätzlich keine Anforderungen an die genaue Platzierung der Energiezentralen. Folgende Punkte sollten jedoch berücksichtigt werden:

- Bei der Platzierung der Energiezentralen muss darauf geachtet werden, dass ein zeitlicher Ausbau der Energiezentralen so möglich ist, dass im Rahmen des etappierten Arealausbaus jederzeit ausreichend Leistung zur Versorgung aller zu dem Zeitpunkt erstellten Verbraucher zur Verfügung steht und die Redundanzanforderungen eingehalten werden. Von der Platzierung von Energiezentralen in Gebäuden, deren Erstellungsdatum ungewiss ist, wird entsprechend abgeraten.
- Da für das Areal eine Grundwassernutzung angestrebt wird, muss ein Energieaustausch zwischen Grundwasser und Arealnetzen stattfinden. Optimalerweise erfolgt dieser Energieaustausch in einer Energiezentrale, um alle energetischen Anlagen möglichst örtlich zu konzentrieren. Entsprechend sollte mindestens eine Energiezentrale an einem Ort gewählt werden, der durch die geplanten Grundwasserleitungen im nördlichen Perimeter gut erschlossen werden kann.

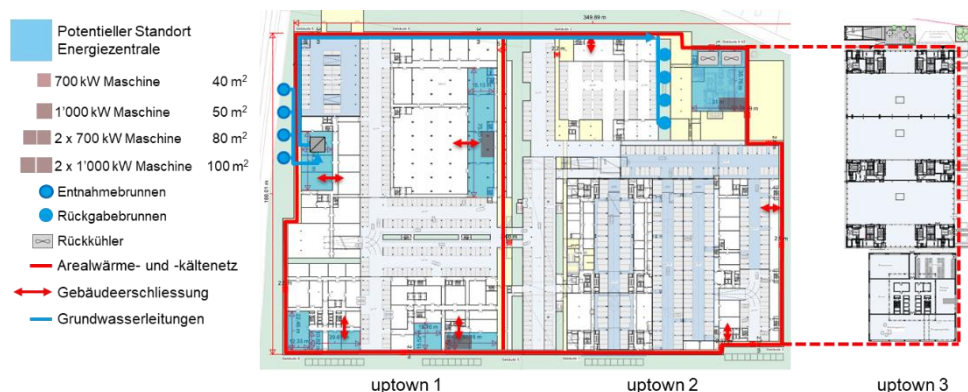


Abbildung 47: Mögliches Layout Energiezentralen

Wahrscheinlich werden zu Beginn in folgenden Gebäuden Energiezentralen vorgesehen:

- Gebäude 5
- Gebäude 8

### 8.1.3 Kältemittel

Gemäss der ChemRRV<sup>31</sup> gilt: «Verboten ist das Inverkehrbringen folgender stationärer Anlagen, die mit in der Luft stabilen Kältemitteln betrieben werden: [...] Klimakälteanlagen für die Gebäudekühlung mit einer Kälteleistung von mehr als 400 kW.»

Ein zusammenhängendes Arealnetz, wie im vorgeschlagenen Konzept, wird dabei als eine Anlage betrachtet. Entsprechend fällt die Kältemittelauswahl, unabhängig von der Einzelmaschinengrösse, unter die oben genannte Einschränkung.

Als etablierte Kältemittel kommen vor allem die in Tabelle 7 in einer Bewertung gegenübergestellten Kältemittel für den Einsatz in den Wärmepumpen / Kältemaschinen auf dem Areal in Frage.

Die Gegenüberstellung zeigt keine eindeutige Überlegenheit eines Kältemittels auf. Die Kältemittelauswahl ist entsprechend abhängig von der Gewichtung der einzelnen Kriterien. Für beide Kältemittel müssen Sicherheitsvorkehrungen, wie eine Sturmlüftung, vorgesehen werden.

Sofern vorab keine eindeutige Präferenz für eines der beiden Kältemittel erzielt werden kann, wird **empfohlen die Kältemittelauswahl im Vorprojekt zu treffen**.

Tabelle 7: Kältemittelvergleich NH<sub>3</sub> - HFO

|                           | NH <sub>3</sub> (Ammoniak, R717)<br>[natürliches Kältemittel] |                                                                                                         | HFO (R1234yf / R1234ze)<br>[synthetisches Kältemittel] |                                                                                                  |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Maschinenkosten</b>    | +/-                                                           | • grosse Maschinen NH <sub>3</sub> günstiger                                                            | +/-                                                    | • kleine Maschinen HFO günstiger                                                                 |
| <b>Betriebseffizienz</b>  | (-)                                                           |                                                                                                         | (+)                                                    | • Je nach Lastfall / Temperaturen 5 – 10 % höherer COP                                           |
| <b>Sicherheitskonzept</b> | (-)                                                           | • Giftig, ätzend, brennbar (Sicherheitsgruppe B2 <sup>32</sup> )<br>➤ Sicherheitsvorkehrungen notwendig | (+)                                                    | • Erstickend, brennbar, geruchslos (Sicherheitsgruppe A2)<br>➤ Sicherheitsvorkehrungen notwendig |
| <b>Nachhaltigkeit</b>     | +                                                             | • GWP <sup>33</sup> : 0                                                                                 | -                                                      | • GWP: 4 – 7<br>• Problem: Langzeitstabilität von Abbauprodukten in Natur                        |

<sup>31</sup> Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung

<sup>32</sup> ISO 817:2014

<sup>33</sup> GWP = (Global Warming Potential) Treibhauspotenzial gibt an, wie viel ein Treibhausgas zum Treibhauseffekt beiträgt. Als Vergleichswert dient 1 kg Kohlendioxid.

## 8.2 Leitungen

### 8.2.1 Leitungsauslegung

Für die Abschätzung der Leitungsdimensionen wurde von folgenden Annahmen ausgegangen (vgl. Tabelle 8). Das finale Leitungsmaterial und die Dimensionierung müssen im Vorprojekt definiert werden.

**Tabelle 8: Parameter Leitungsdimensionierung**

| Parameter    | Arealnetz Wärme                     | Arealnetz Kälte | Grundwassernetz |
|--------------|-------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Material     | Stahlrohr                           | Stahlrohr       | PE-Rohr         |
| Druckverlust | Maximaler Druckverlust von 200 Pa/m |                 |                 |
| Dimension    | DN300                               | DN300           | DN250           |

### 8.2.2 Leitungsführung – Energiekanal

Auf dem Schorenareal / uptown Basel ist die Erstellung von Energiekanälen zur Leitungsführung vorgesehen. Gemäss aktueller Planung variiert die Breite der Kanäle zwischen 2 und 5 Metern.

Für die kritischen Engstellen mit einer Kanalbreite von 2 m wurde eine mögliche Leitungsanordnung für das Arealwärmenetz, das Arealkältenetz, sowie Leerrohren / Kabelkanälen für die Elektro- bzw. ICT-Erschliessung skizziert (vgl. Abbildung 48).

Dabei wurden für die Elektro- bzw. ICT-Erschliessung zwei unterschiedliche Varianten dargestellt. Während die Variante rechts, mit der Anbringung der Leerrohre an der Decke, etwas platzsparender ist, bietet die Variante links bspw. Vorteile in Bezug auf die einfachere Einbringung von neuen Kabeln.

Die Variante mit Elektro/ICT im Bodenkanal wurde seitens Primeo Netze abgelehnt. Seitens Primeo Netze wird eine Kabelführung auf Trassen seitlich im Energiekanal bevorzugt<sup>34</sup>.

Es kann grundsätzlich festgehalten werden, dass eine Kanalbreite bei einer Rohbauhöhe von 2.7 m für die aufgeführten Leitungen gerade so ausreichend, jedoch grenzwertig ist.

Um eine leichtere Montage zu ermöglichen, sowie ggf. noch weitere Medien in den Kanälen führen zu können, wird empfohlen die Kanäle, wenn möglich, breiter zu gestalten und durch gleichmässigeren Breiten über das Areal vor allem kritische Engstellen zu vermeiden.

<sup>34</sup> Diskussion Projektsitzung 03, Stand 11.03.2020

VORABZUG

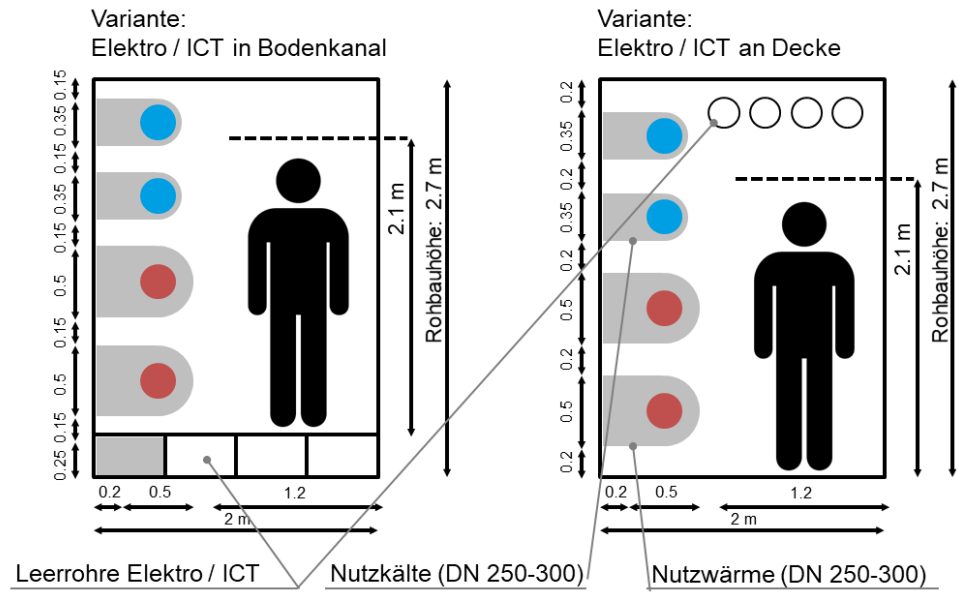


Abbildung 48: Leitungsführung - Layout Energiekanal



### 8.3 Arealwärme- / Kältespeicher

Im Gegensatz zu einem elektrischen System, weist ein thermisches System durch die vorhandenen Volumina bzw. Massen in den Leitungen (Wasser) eine gewisse Trägheit auf. Ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisung in das System auf der einen Seite und Verbrauch bzw. Entnahme aus dem System auf der anderen Seite resultiert in Temperaturänderungen im Netz. Während kleine Temperaturschwankungen unvermeidbar sind, sollte die Abweichung von der Solltemperatur jedoch nicht zu gross werden.

Um den Speichereffekt durch die Massen in den Leitungen und Anlagen zu verstärken, können thermische Speicher eingesetzt werden, um eine gewisse zeitliche Entkopplung zwischen der Produktion und dem Verbrauch zu ermöglichen. Dies ist grundsätzlich wichtig, um produktionsseitig nicht direkt auf jede Verbrauchsänderung reagieren zu müssen und eine **Taktung der Wärmepumpen / Kältemaschinen zu vermeiden**. Darüber hinaus kann der Einsatz von Speichern ein kurzzeitiges Wechseln zwischen einem Abwärmeüberschuss und einer Wärmeunterdeckung über das Gesamtareal, wie es in der Übergangszeit durchaus auftreten könnte, abfangen und entsprechend entschärfen und eine **«Taktung» zwischen Wärmebezug ab dem Holzwärmeverbund und Wärmeabgabe an den Holzwärmeverbund oder die Rückkühler / das Grundwasser vermeiden**.

Der genaue zeitliche Verlauf des zukünftigen thermischen Arealbedarfs im Betrieb ist aktuell nicht vorhersagbar. Dementsprechend wird empfohlen vorerst einen thermischen Speicher für das Arealwärmenetz sowie für das Arealkältenetz zu installieren, der in der Lage ist, die Energie aufzunehmen, die die kleinste Maschine auf dem Areal innerhalb von 20 min im Minimallastbetrieb bereitstellt. Dadurch wird gewährleistet, dass die **kleinste Maschine immer mit einer minimalen zusammenhängenden Betriebszeit von mindestens 20 min** gefahren werden kann. Im laufenden Betrieb sollte dann geprüft werden, ob die gewählte Speicherkapazität die beschriebenen Anforderungen (Vermeidung von Taktungen) erfüllen kann, oder ob eine Nachrüstung von zusätzlicher Speicherkapazität erforderlich ist. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass neben der Speichergrosse vor allem die Regelung der Maschinen eine wesentliche Stellgrösse darstellt und prioritär vor einer zusätzlichen Speicherinstallation optimiert werden sollte.

Ausgelegt auf die geplanten Maschinengrössen von **700 kW Kälteleistung** (vgl. Kapitel 8.1) und eine **Temperaturdifferenz im Arealwärme- und -kältenetz von 5 K** (vgl. Kapitel 6.4) wird für die 1. Ausbautetappe, nach Aufrundung ein **Wärme- sowie ein Kältespeicher mit einer Speichergrosse von je 15 – 20 m<sup>3</sup>** empfohlen (vgl. Tabelle 9).

**Tabelle 9: Arealspeichervolumen - Empfehlung**

| Speicher      | Volumen<br>(Empfehlung für 1. Ausbautetappe) |
|---------------|----------------------------------------------|
| Wärmespeicher | 15 – 20 m <sup>3</sup>                       |
| Kältespeicher | 15 – 20 m <sup>3</sup>                       |

## 8.4 Rückkühler

### 8.4.1 Auslegung Rückkühler

Aus Sicht der Primeo Wärme AG sollte eine Abnahme und Einbindung der Abwärme des Areals der uptown Basel AG über die Grosswärmepumpe in den Holzwärmeverbund immer prioritär d.h. vor einer Wärmebereitstellung ab dem Holzheizkessel erfolgen. Gleichzeitig geht die Primeo Wärme AG aktuell davon aus, dass zumindest im Sommer, die maximal mögliche Abnahme von überschüssiger Abwärme aufgrund des begrenzten Bedarfs des Wärmeverbundes vorerst auf eine Leistung von ca. 2 MW und mit fortschreitendem Ausbau der Holzwärmeverbundes langfristig auf ca. 3 MW begrenzt sein wird (vgl. Kapitel 4.4). Nichtsdestotrotz kann die **Primeo Wärme AG keine Abnahmegarantie für Abwärme** abgeben, allein schon deshalb, weil das Risiko eines Maschinenausfalls der Grosswärmepumpe besteht.

Entsprechend wird empfohlen für das Areal eine Rückkühlanlage vorzusehen, die jederzeit die gesamte Abwärme des Areals abführen kann. Bei einem prognostizierten Spitzenkälteleistungsbedarf des Areals von gut 4 MWp (vgl. Abbildung 4) im Endausbau und einem angenommenen COP der Kältemaschinen von ca. 6 (vgl. Tabelle 11) entspricht dies einer **maximalen Abwärmeleistung auf dem Areal von ca. 5 MWp im Endausbau**.

Diese Rückkühler müssen nicht am gleichen Ort wie die Energiezentralen erstellt werden.

Im Rahmen des Konzepts wurde die Temperatur des Wärmenetzes auf 37°C festgelegt (vgl. Kapitel 6.4). Diese Temperatur stellte bereits einen Kompromiss dar und man ist zur direkten Rückkühlung gegen die Aussenluft auf hybride Rückkühler angewiesen, um auch bei hohen Aussentemperaturen die nötige Temperaturdifferenz zur Aussenluft zu gewährleisten.

### 8.4.2 Platzbedarf und Standort

Der Platzbedarf dieser hybriden Rückkühler ist ggü. Trockenrückkühlern vergleichsweise hoch und skaliert sich zudem nicht direkt proportional mit der Rückkühlleistung. Zwei Beispiele für hybride Rückkühler mit unterschiedlichen Rückkühlleistungen sind in Tabelle 10 dargestellt. Grundsätzlich kommt entweder eine Parallelanordnung oder eine Längsanordnung der Rückkühler in Frage (vgl. Abbildung 49). Zu beachten ist dabei der benötigte Seitenabstand der Rückkühler, um eine ausreichende Luftzufuhr zu gewährleisten.

Tabelle 10: Rückkühler - Dimensionen und Gewicht

| Leistung | L [m] | B [m] | H [m] | A Abstand          | Anzahl (im Endausbau) | Gewicht (im Betrieb) | Flächenlast                                          |
|----------|-------|-------|-------|--------------------|-----------------------|----------------------|------------------------------------------------------|
| 1.3 MW   | 13    | 2.6   | 4.5   | 2.5 m (beidseitig) | ca. 4                 | 14 t                 | 400 kg / m <sup>2</sup><br>= 14'000kg / (13m x 2.6m) |
| 2.5 MW   | 12.5  | 3     | 5     | 2.5 m (beidseitig) | ca. 2                 | 17.5 t               | 450 kg / m <sup>2</sup><br>= 17'500kg / (12.5m x 3m) |

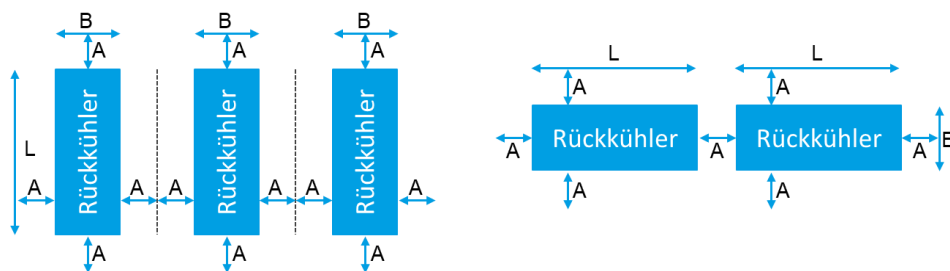


Abbildung 49: Rückkühler - Dimensionierung - Parallelanordnung vs. Längsanordnung

Als ein möglicher Standort der Rückkühler wurde in Absprache mit der Primeo Wärme AG das **Gebäude 4 der Holzheizzentrale** genauer betrachtet. Während die dadurch entstehende räumliche Konzentration von technischer Infrastruktur zu begrüssen wäre, wäre eine klare räumliche Trennung der zur Arealversorgung gehörenden Rückkühler und der zum Holzwärmeverbund gehörenden Zentrale nicht mehr gegeben.

Eine erste Abschätzung ergab, dass das **Gebäude 4 ausreichend Fläche für eine Längsaufstellung von zwei 2.5 MW Rückkühlern** aufweist, die verfügbare Fläche für die Aufstellung mehrerer kleinerer Rückkühler wäre jedoch nicht ausreichend. Die angedachte Positionierung der Rückkühler auf dem nördlichen Teil des Gebäudes 4 ist in Abbildung 47 ersichtlich.

Neben dem benötigten Flächenbedarf müssen auch die durch die Rückkühler entstehenden **Lärmemissionen** in der Standortfindung berücksichtigt werden.

Aufgrund der noch nicht abschliessend geklärten Platzverfügbarkeit auf dem Gebäude 4, sowie der noch nicht durchgeführten Lärmschutzbetrachtung wird empfohlen mindestens einen weiteren **alternativen Standort für die Rückkühler als Rückfalloption vorzusehen**.

## 9 Kostenschätzung

### 9.1 Grundlagen / Schnittstellen

Die in den Kapiteln 9.2 und 9.3 aufgeführte **Kostenschätzung** beinhaltet nur die Kosten, die im Rahmen der **Arealversorgung (rot)** in Abbildung 50 dargestellt sind. Die definierten Schnittstellen zu einerseits dem Holzwärmeverbund (Primeo Wärme AG, grün) und andererseits den Verbrauchern (Arealgebäude, blau) entsprechen gleichzeitig der aktuellen Planung bezüglich der Verantwortungsbereiche des Anlagenbetriebs.

Der **Energieaustausch zwischen Arealversorgung und Holzwärmeverbund** erfolgt über einen Wärmetauscher, der in der Verantwortlichkeit der Arealversorgung liegt. Die Aufbereitung der übergebenen Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau in der Wärmepumpe liegt stattdessen im Verantwortlichkeitsbereich der Primeo Wärme AG. Die Rückkühlung des Abwärmeüberschusses des Areals, der nicht vom Holzwärmeverbund abgenommen wird, liegt wiederum im Verantwortlichkeitsbereich der Arealversorgung.

Ähnlich verhält es sich bei der **Energieübergabe von der Arealversorgung an die Gebäude**. Diese erfolgt über Wärmetauscher, die im Verantwortlichkeitsbereich der Arealversorgung liegen. Die dezentralen Wärmepumpen / Kältemaschinen zur Versorgung der nicht durch die Arealversorgung bereitgestellten höheren bzw. niedrigeren Temperaturen in den Gebäuden, liegen im Verantwortlichkeitsbereich der Gebäudeverbraucher und nicht der Arealversorgung. Diese dezentralen Anlagen werden entweder durch den Bauherrn der Gebäude erstellt oder durch die Mieter.

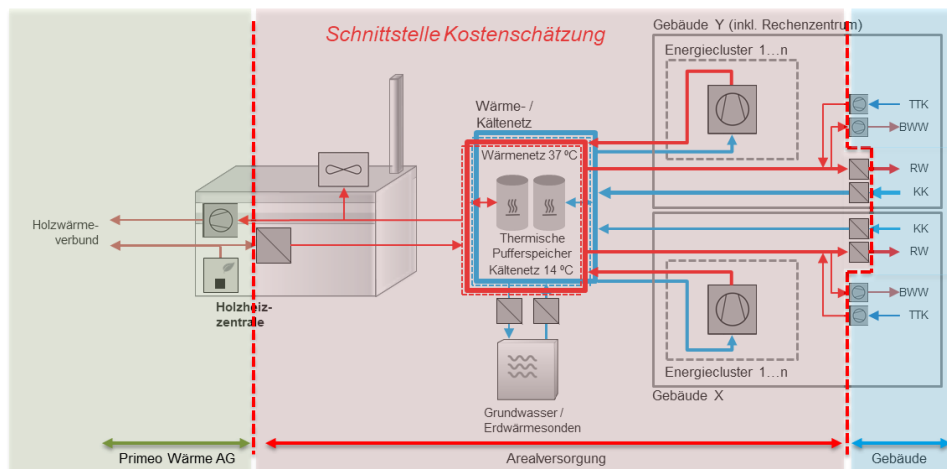


Abbildung 50: Schnittstellen - Kostenschätzung

## 9.2 Investitionen

Die Investitionskosten für die Arealversorgung (vgl. Abbildung 50, rot) wurden mit einer Genauigkeit von +/- 25 % abgeschätzt (vgl. Abbildung 51). Dabei wurde unterschieden zwischen den Komponenten der thermischen Bereitstellung von Wärme und Kälte und den Kosten für die geplanten Photovoltaikinstallationen.

Aufgrund der guten Erfahrungswerte für PV-Kosten wurden in der vorliegenden Zusammenstellung keine Reserven für Unvorhergesehenes ausgewiesen.

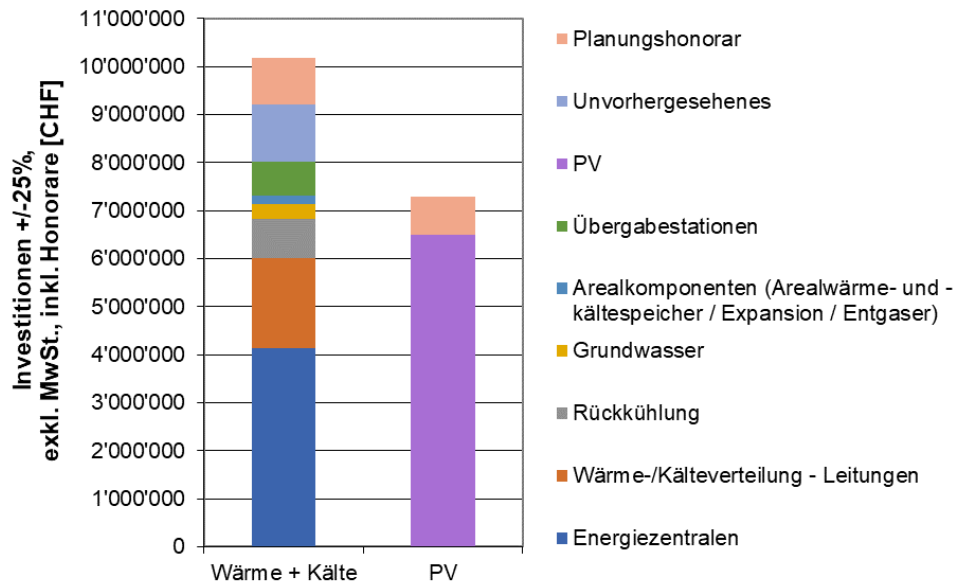


Abbildung 51: Investitionskosten Arealversorgung (+/-25%, exkl. MwSt.)<sup>35</sup>

<sup>35</sup> Eine detaillierte Aufstellung der Kosten ist den Projektabgabeunterlagen beigelegt. Kosten exkl. Batterie und Wasserstoffequipment

## 9.3 Wirtschaftlichkeit

### 9.3.1 Parameter

Die Berechnung der Energiegestehungskosten (vgl. Kapitel 9.3.2 und Kapitel 9.3.3) basiert auf folgenden Parameterannahmen (vgl. Tabelle 11).

**Tabelle 11: Parameter Wirtschaftlichkeitsberechnung**

| Parameter                                           | Wert                                                  |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Kapitalzins                                         | 3.0 %                                                 |
| Teuerung                                            | 1 %                                                   |
| Energiepreissteigerung                              | 1 %                                                   |
| Betriebs- und Unterhaltskosten (thermische Anlagen) | 2.0 %                                                 |
| Betriebs- und Unterhaltskosten (PV-Anlage)          | 1.5 %                                                 |
| Amortisationszeit Anlagen (EZ, WPs, Speicher, etc.) | 25 Jahre                                              |
| Amortisationszeit Leitungsnetz                      | 50 Jahre                                              |
| Unvorhergesehenes                                   | 15.0 %                                                |
| Energiepreis Wärmebezug ab Primeo Wärme Netz        | <i>unbekannt</i>                                      |
| Vergütung Wärmeabgabe an Primeo Wärme Netz          | <i>unbekannt</i>                                      |
| Stromprodukt                                        | Primeo Standard (naturmade basic [EE] - Industrie MS) |
| Jahresarbeitszahl Kältemaschine                     | 6                                                     |

### 9.3.2 Thermisches Energiesystem

Aufgrund der teilweise **gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Kälte innerhalb einer Maschine** (Wärmepumpe / Kältemaschine) ist eine **eindeutige Zuordnung eines Kostenaufwands** (bspw. Stromkosten für den Maschinenbetrieb) für **entweder die Wärme- oder die Kältebereitstellung nicht automatisch gegeben**.

Die **Ausweisung eines separaten Wärme- und eines separaten Kältepreises** hängt dementsprechend von der gewählten Bilanzierung bzw. Kostenzuteilung ab. Anstatt einer gänzlichen Zuordnung der Kostenaufwände zur entweder der Wärme- oder der Kältebereitstellung, **empfehlen** wir bei gleichzeitiger Bereitstellung von Wärme und Kälte eine **anteilige Zuordnung der Kosten gemäss den bereitgestellten Nutzwärme- und Nutzkältemengen** (vgl. Abbildung 52).

Die Ausweisung eines **übergeordneten Mischenergiegestehungspreises aus Wärme- und Kältebereitstellung** umgeht dieses Problem, ist **für eine separate Abrechnung der Wärmekosten und Kältekosten** bei den Arealverbrauchern jedoch **nicht ausreichend**.

Die Preise für den Energieaustausch zwischen der Arealversorgung und dem Holzwärmeverbund sind in der aktuellen Projektphase noch nicht bekannt. Entsprechend kann aktuell noch keine finale Abschätzung eines Mischenergiegestehungspreis für die Wärme- und Kältebereitstellung ausgewiesen werden. Um dem Preis für den Energieaustausch nicht vorzugreifen, sprich keinen Anker für die Verhandlungen zu setzen, wurde für den **Wärmebezug ab dem Primeo Holzwärmeverbund eine Bandbreite zwischen 0 Rp/kWh und 20 Rp/kWh** in die Betrachtung mit aufgenommen.

VORABZUG

Der prognostizierte **Energiegestehungsmischpreis der Wärme- und Kältebereitstellung** liegt, je nach Wärmebezugspreis ab dem Primeo Holzwärmeverbund, **zwischen 9 Rp/kWh und 17 Rp/kWh**.

Der prognostizierte **Wärmegestehungspreis** liegt, je nach Wärmebezugspreis ab dem Primeo Holzwärmeverbund, **zwischen 5 Rp/kWh und 20 Rp/kWh**.

Der prognostizierte **Kältegestehungspreis** liegt bei **ca.13.5 Rp/kWh**.

Allgemein gilt zu beachten, dass, aufgrund der Umlegung der Investitionskosten auf die Energiegestehungskosten, die ausgewiesenen Kosten von den prognostizierten Energiebezugsmengen auf dem Areal abhängen und die spezifischen Energiegestehungskosten mit abnehmendem Energiebezug steigen.

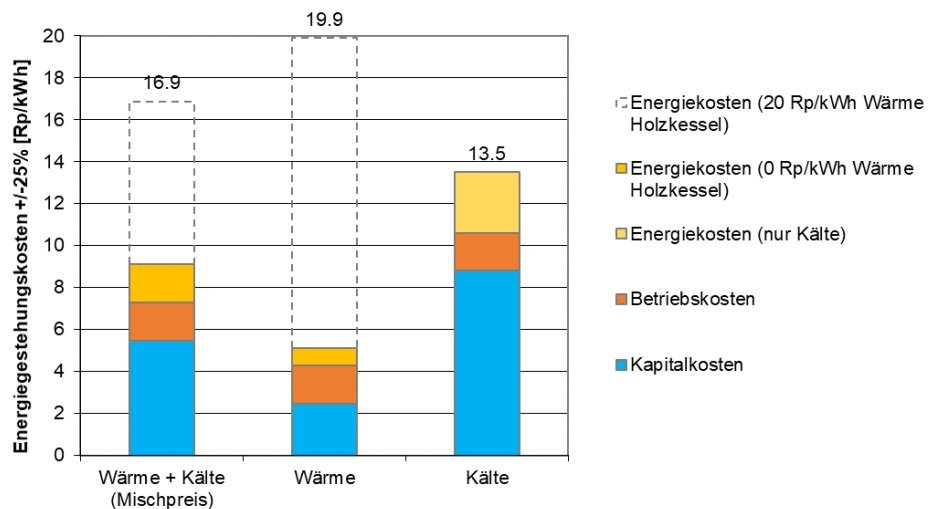


Abbildung 52: Energiegestehungskosten (Wärme + Kälte) (+/-25%; exkl. MwSt.)

\* Kostenzuordnung (insb. Stromaufwand für WP/KM-Betrieb) gemäss den bereitgestellten Nutzwärme- und Nutzkälteanteilen

### 9.3.3 PV

Als grobe Anhaltswerte liegen die spezifischen Investitionskosten für PV-Anlagen in dieser Grösse bei

- Flachdachanlagen (Gesamtkosten)
  - 1'100 bis 1'300 CHF / kWp bzw.
  - 200 bis 250 CHF / m<sup>2</sup>
- Fassadenanlagen (Mehrkosten im Vergleich zur konventionellen Fassade)
  - 1'800 bis 2'200 CHF / kWp bzw.
  - 300 bis 400 CHF / m<sup>2</sup>

wobei von einer Anlagenlebensdauer von rund 30 Jahren (Wechselrichter 15 Jahre) ausgegangen wird (vgl. Abbildung 51).

Zudem hängen die Stromgestehungskosten vom spezifischen Ertrag der einzelnen Module, welche bei uptown Basel wegen der verschiedenen Anlagentypen (Flachdach und Fassade), Ausrichtungen (Fassaden) und Verschattungen von Gebäude zu Gebäude stark schwanken, sowie vom Eigenverbrauchsanteil, ab.

Gemäss der Auslegung entsprechend Kapitel 5.3 wird aktuell ein Eigenverbrauchsanteil von ca. 80% prognostiziert, der durch die zusätzliche Berücksichtigung eines Strombedarfs für die Elektromobilität, die H<sub>2</sub>-Produktion und unter Berücksichtigung eines etwaigen Batterieeinsatzes weiter gesteigert werden könnte.

VORABZUG

Aufgrund der hierzu aktuell noch nicht vorliegenden Informationen werden im Folgenden die Stromgestehungskosten für zwei Szenarien ausgewiesen. Der zukünftige Betriebszustand wird sich vermutlich irgendwo zwischen den beiden Szenarien befinden.

- Annahme eines Eigenverbrauchsanteils von 80% und Einspeisung des produzierten Überschussstroms ins örtliche Verteilnetz, bilanziert als vermiedene Kosten zu einer Einspeisevergütung in Höhe von 5.2 Rp/kWh.<sup>36</sup>
- Annahme eines Eigenverbrauchsanteil von 100% aufgrund zusätzlicher, bis dato nicht berücksichtigter, Stromverbraucher (siehe oben) auf dem Areal.

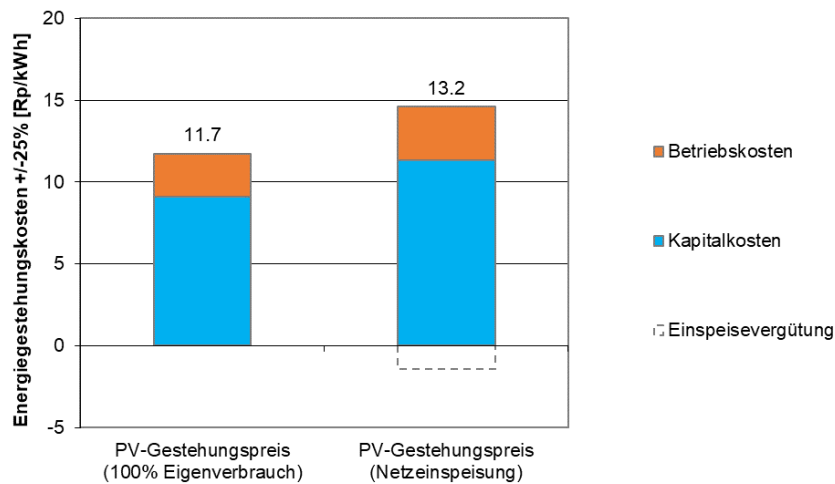


Abbildung 53: Stromgestehungskosten PV (+/-25%; exkl. MwSt.)

### 9.3.4 Batteriespeicher

Batteriespeichersysteme werden laufend günstiger. Die spezifischen Kosten für Grossspeicher liegen heute bei rund 800 CHF pro kWh Speicherkapazität bzw. 17 Rp. pro kWh Strom (Anhaltswerte für Preise 2017, Quelle FESS).

Die Amortisationszeit von Gewerbe- und Grossspeichern liegt in der Regel zwischen 5 und 10 Jahren.

### 9.3.5 Wasserstoffnutzung LKW

Für eine seriöse Wirtschaftlichkeitsrechnung einer H<sub>2</sub>-Produktion bzw. für einen Variantenvergleich der verschiedenen Geschäftsmodelle (H<sub>2</sub>-Herstellung, Betrieb einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte, Leasing / Contracting-Lösungen), müssten aktuelle Preise für die wichtigsten Komponenten und Aufwände bei den Herstellern angefragt werden, was mit dem aktuellen Konkretisierungsgrad nicht sinnvoll wäre.

<sup>36</sup> Quelle: Primeo Energie, Stand 14.04.2020



## VORABZUG

## 10 Risikobetrachtung

Tabelle 12: Risikobetrachtung

| Risiko                                                                 | Auswirkung                                                                                                      | Eintrittswahrscheinlichkeit                                                               | Massnahmenempfehlung A+W                                                                                                                                                                                                                     |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Kältebedarf</b> deutlich <b>höher</b>                               | Vorgesehene Kälteleistung nicht ausreichend                                                                     | Gering → Auslegung auf SIA-2024 Standardwerte konservative Schätzung für Neubauareal      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Arealleitungen ausreichend gross dimensionieren</b></li> <li>• Monitoring der benötigten Leistung im Betrieb</li> <li>• <b>Ausreichend Flächen für Energiezentralen reservieren</b></li> </ul>   |
| <b>Wärmebedarf</b> deutlich <b>höher</b>                               | Leistungsreserve von Holzwärmeverbund ausreichend, um evtl. Zusatzbedarf abzufangen                             |                                                                                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Arealleitungen ausreichend gross dimensionieren</b></li> <li>• Risiko seitens Primeo zur Kenntnis nehmen</li> </ul>                                                                              |
| <b>Kältebedarf</b> deutlich <b>niedriger</b>                           | Vorgesehene Kälteleistung überdimensioniert + Abwärmeabgabe an Holzverbund geringer                             | Mittel → Auslegung auf SIA-2024 Standardwerte eher konservative Schätzung für Neubauareal | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiezentralen und Maschinenleistungen etappiert ausbauen</li> <li>• Risiko in Vertragsausgestaltung mit Primeo berücksichtigen</li> </ul>                                                        |
| <b>Wärmebedarf</b> deutlich <b>niedriger</b>                           | Wärmebedarf ab Holzwärmeverbund geringer                                                                        |                                                                                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Risiko in Vertragsausgestaltung mit Primeo berücksichtigen</li> </ul>                                                                                                                               |
| <b>Wärmeabnahme</b> durch <b>Holzverbund</b> deutlich <b>niedriger</b> | Redundante Rückkühlmöglichkeit durch Rückkühler (und Grundwasser) auf Areal bereits vorgesehen                  | <i>(Einschätzung Primeo)</i>                                                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Keine zusätzlichen Massnahmen notwendig</i></li> </ul>                                                                                                                                           |
| <b>Etappierung</b> anders                                              | Vorgesehene Flächen für Energiezentrale (EZ) später verfügbar                                                   | Intern kontrollierbarer Faktor <i>(Einschätzung Fankhauser)</i>                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• In mehr als 3 Gebäuden Flächen für Energiezentralen vorsehen (Aufgrund Ringstruktur kann EZ verschoben werden)</li> <li>• Keine Flächen in Gebäuden mit unsicherem Zugangsdatum vorsehen</li> </ul> |
| <b>Gebäudeplanung</b> mit <b>Arealkonzept</b> nicht vereinbar          | Ausnahmelösungen / Umplanungen (vgl. Baufeld 1) erforderlich<br>Effizienz des Gesamtbetriebs ggf. eingeschränkt | Intern kontrollierbarer Faktor                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>technische Anschlussbedingungen (TABs)</b> für den Gebäudeanschluss <b>definieren</b> und im weiteren Arealentwicklungsprozess kontinuierlich <b>prüfen</b> und <b>durchsetzen</b></li> </ul>    |

## 11 Fazit

### 11.1 Zusammenfassung

#### 11.1.1 Thermisch

Sowohl für den über das Jahr bilanzierten thermischen Energiebedarf wie auch den thermischen Leistungsbedarf im Endausbau auf dem Areal uptown Basel wird ein **ausgeglichenes Verhältnis zwischen Wärme- und Kältebedarf** prognostiziert. Dennoch wird das typische **saisonale Ungleichgewicht** mit einem Wärmebedarfsüberschuss in den Wintermonaten und einem Kältebedarfsüberschuss in den Sommermonaten erwartet.

Durch das gewählte thermische Versorgungskonzept und den **Austausch thermischer Energie zwischen dem Areal uptown Basel und dem angrenzenden Holzwärmeverbund der Primeo Wärme AG** kann dieses Ungleichgewicht teilweise abgefangen und energetisch sinnvoll genutzt werden. Während der im Sommer auf dem Areal anfallende Abwärmeüberschuss an den angrenzenden Wärmeverbund abgegeben wird, wird die Wärmeunterdeckung im Winter durch Wärmeeinspeisung ab dem Wärmeverbund kompensiert. Abgesehen von einer fossilen Spitzenabdeckung innerhalb der Wärmebereitstellung des angrenzenden Holzwärmeverbundes, **verzichtet** das geplante **thermische Arealversorgungskonzept** dabei vollständig auf den **Einsatz fossiler Energieträger**.

Durch den dezentralen Aufbau der Arealversorgung mit geplanten drei Energiezentralen und jeweils zwei Maschinen verfügt das Versorgungssystem über eine **erzeugungsseitige Maschinenredundanz** von n+1. Darüber hinaus steht gemäss aktueller Planung auch bei Ausfall einer kompletten Energiezentrale weiterhin eine verfügbare Kälteleistung von ca. 85% des Spitzenleistungsbedarfs des Areals zur Verfügung. Dank der in den Energiekanälen im UG verlaufenden ringförmigen Erschliessung jedes Verbrauchers aus zwei Richtungen gewährleistet das aktuelle Konzept zudem eine **verteilungsseitige Versorgungsredundanz**. Zur **redundanten Abfuhr** von überschüssiger **Abwärme** sieht die aktuelle Planung neben dem Holzwärmeverbund als Abnehmer die Installation von hybriden Rückkühlern direkt am dem Arealwärmenetz vor.

Unter dem Vorbehalt bis dato noch nicht definierter Preise für den Wärmeaustausch mit dem Holzwärmeverbund der Primeo Wärme AG, bewegen sich die prognostizierten **Energiegestehungskosten der Wärme- und Kältebereitstellung** in einer **wirtschaftlich wettbewerbsfähigen Grössenordnung**.

Eine thermische Grundwassernutzung ist als Rückfalloption Teil des Energiekonzepts. Nach der derzeitigen Planung wird diese aber vorerst nicht benötigt.

### 11.1.2 Elektrisch

#### PV:

Entsprechend der für jedes Gebäude vorgegebenen PV-Flächenangaben wird aktuell von einer **installierten Gesamtphotovoltaikleistung von ca. 5 MWp** ausgegangen. Daraus ergibt sich eine prognostizierte **jährliche PV-Stromproduktion von ca. 4'000 MWh**. Erwartungsgemäss liefern die Dachanlagen mit 840 bis 1'130 kWh/kWp/Jahr z.T. deutlich höhere spezifische Erträge als die (teil)verschatteten oder unvorteilhafter ausgerichteten Fassadenanlagen mit 315 bis 840 kWh/kWp/Jahr.

Im Rahmen der Simulation hat sich gezeigt, dass die **aktuelle Flächenbelegung teilweise zu stark verschatteten Modulen** führt. Die Gegenüberstellung der aktuell erwarteten PV-Produktions- und Arealverbrauchsprofile (Strombedarf Geräte / Prozesse / WP/KMs, exkl. Elektromobilität, H<sub>2</sub>-Produktion, Batterieeinsatz) prognostiziert einen **Eigenverbrauchsanteil von rund 80%**, sowie einen **Autarkiegrad von rund 40%**.

#### Batterien:

**Standardmässig** werden heutzutage **Lithium-Ionen-Batteriespeicher** eingesetzt. Als **ökologische Alternativen** kommen **Salzwasser-Batteriespeicher** (ressourcenschonend und ungefährlich, dafür gross und schwer) oder **Second-Life-Batteriespeicher** (ebenfalls ressourcenschonend, dafür herausfordernd bei der Systemintegration) in Frage.

Neben der Lastspitzenminimierung, der Eigenverbrauchsoptimierung oder dem Backup-Betrieb (Notstromversorgung) werden Batterien im Rahmen der Strommarktliberalisierung künftig vermutlich auch vermehrt im Elektrizitätsankauf und -verkauf Verwendung finden.

Die Produktwahl des Batteriespeichers richtet sich insbesondere nach der Systemintegration (Kompatibilität), der Grösse des Batteriespeichers, der Betriebsweise sowie ggf. einem bevorzugten Anbieter. **Anbieter und Produkte für Batteriespeicher** sind grundsätzlich **ausreichend vorhanden**.

Die **Kosten** von **stationären Batteriespeichern** werden aufgrund von Economy-Of-Scale-Effekten in der Produktion (auch Autoindustrie) **in den kommenden Jahren fallen**.

#### H<sub>2</sub>:

Mit dem Förderverein H<sub>2</sub> Mobilität Schweiz geht die **Wasserstoff-Elektromobilität im Jahr 2020 in der Schweiz von der Pilotphase in die industrielle Umsetzung über** und senkt damit das technologische Risiko bei der Anwendung. Bei dem hier **diskutierten Antriebssystem** handelt es sich grundsätzlich um **Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzellen mit Elektromotoren**, nicht zu verwechseln mit Wasserstoffverbrennungsmotoren.

Eine **vollständige Umwandlung der aktuell prognostizierten PV-Überschussproduktion in Wasserstoff** auf dem Areal uptown Basel könnte über das Jahr bilanziert **ca. 2 H<sub>2</sub>-Lastwagen** mit einer jährlichen Laufleistung von 100'000 km speisen. Aufgrund der überwiegenden PV-Überschussproduktion in den Sommermonaten, bzw. fehlenden PV-Überschussproduktion in den Wintermonaten, wäre zur Sicherung eines gleichmässig über das Jahr verteilten LKW-Betriebs hierfür jedoch die Installation einer **saisonalen Wasserstoffspeicherung notwendig**. Zum **Betrieb** einer **grösseren H<sub>2</sub>-LKW-Flotte**, die aus auf dem Areal produziertem Wasserstoff gespeisen werden soll, wäre ein **zusätzlicher Stromzukauf aus dem Netz vonnöten**.

Entsprechend ist die **Entscheidung über eine Wasserstoffproduktion auf dem Areal für den Betrieb einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte mit mehreren Fahrzeugen** grundsätzlich **entkoppelt von der PV-Arealproduktion** zu betrachten.

## 11.2 Empfehlung

### 11.2.1 Thermisch

Es wird empfohlen **technische Anschlussbedingungen (TABs)** für den Gebäudeanschluss zur reibungslosen Einbindung in die Arealversorgung zeitnah zu **definieren** deren **Durchsetzung** im weiteren Arealentwicklungsprozess **kontinuierlich** zu **gewährleisten**. Durch die zeitnahe Definition kann das Gesamtversorgungskonzept frühzeitig in der Gebäudeplanung berücksichtigt und spätere Ausnahmelösungen oder notwendige Umplanungen, wie aktuell für das Gebäude 1, vermieden werden. Durch die langfristige Durchsetzung kann eine energetisch sinnvolle Integration von Verbrauchern mit besonderen Temperaturanforderungen und ein effizienter Gesamtbetrieb des Areals gewährleistet werden.

Es wird empfohlen den **Prozess einer Konzessionserteilung** für eine **Grundwassernutzung zeitnah mit den Behörden abzustimmen** und notwendige **Massnahmen zur Erhaltung der Option** einer späteren Nutzung **umzusetzen**. Gleichzeitig sollten, aufgrund der für das ausgearbeitete Versorgungskonzept aktuell fehlenden Notwendigkeit, die **Kosten** und der investierte **Arbeitsaufwand** in die **Planung einer Grundwassernutzung** auf dem Areal **aktuell möglichst klein gehalten werden**.

Zur Konzentration der technischen Infrastruktur wird empfohlen die **Rückkühler auf der Holzheizzentrale des Gebäudes 4** zu installieren und dort in die Arealversorgung einzubinden. Dennoch sollten, aufgrund der noch nicht geklärten Lärmschutzbetrachtung, sowie der zwar vermuteten, aber noch nicht abschliessend geklärten ausreichenden Flächenverfügbarkeit auf der Holzheizzentrale, **alternative Standorte** für die Rückkühler **als Rückfalloption vorgesehen** werden.

Da die finalen Nutzungen in den Gebäuden aktuell nur einen Planungswert darstellen, ist die Prognose des zukünftigen Energiebedarfs auf dem Areal immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Deshalb wird empfohlen die **Arealleitungen ausreichend gross zu dimensionieren** und **ausreichend Flächen für Energiezentralen vorzusehen**, um auch einen evtl. höheren Energiebedarf des Areals versorgen bzw. auf diesen mit einem weiteren Ausbau von Energiezentralen reagieren zu können. Um jederzeit ausreichend Versorgungsleistung im Rahmen des fortschreitenden Arealausbaus für die Verbraucher zur Verfügung stellen zu können, sollten die Flächen für die **Energiezentralen nicht in Gebäuden mit unsicherem Zugangsdatum** bzw. **möglichst in Gebäuden mit frühem und gesichertem Zugangsdatum** vorgesehen werden. Der **Ausbau der Energiezentralen** sollte jedoch **erst im Rahmen des fortschreitenden Arealausbaus** stattfinden, um Vorinvestitionen zu vermeiden und auf einen evtl. niedrigeren Energiebedarf des Areals reagieren zu können.

### 11.2.2 Elektrisch

#### PV:

Der auf dem Areal produzierte **PV-Strom** sollte sinnvollerweise **zum Eigenverbrauch im Areal eingesetzt** werden, um einen zusätzlichen Zukauf aus dem Netz zu vermeiden. Um den Eigenverbrauch zu optimieren ist ein **Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)** unerlässlich.

Grundsätzlich sollte die **PV-Belegung** auf den geeigneten Flächen aller Baufelder **maximiert** werden. Aufgrund der simulierten teilweise stark verschatteten Module sollte die **aktuelle Flächenbelegung jedoch überarbeitet bzw. optimiert** und wenig produktive Flächen durch höher produktive Flächen ersetzt werden. Allgemein sollten **wenig verschattete Dach- und Fassadenflächen** möglichst **vollständig zur Solarstromgewinnung** genutzt werden. Der Ausbau dieser Flächen

## VORABZUG

kann etappiert erfolgen. Zur Erhöhung des Winterstromanteils sind wenig verschattete Südfassadenanlagen zu bevorzugen.

Als Alternative resp. sinnvolle Ergänzung zu flächendeckenden Ost-West- PV-Anlagen sollte die **Realisierung von PV-Gründächern** erwogen werden, um die Biodiversität auf dem Areal zu erhöhen. Die Nutzung von Solarfaltdächern oder Grätzel-Zellen drängt sich mit den aktuell angenommenen Gegebenheiten nicht auf. Die Nutzung "solarer Storen" kann als innovativer Ansatz bei grossen Fensterflächen durchaus in Betracht gezogen werden.

### **Batterien:**

**Batteriespeicher** können für das Areal uptown Basel v.a. für eine **Kombination von Lastspitzenminimierung und Eigenverbrauchsoptimierung** eingesetzt werden. Dazu sind **Lithium-Ionen-Batteriespeicher** mit hoher Leistung und Lebensdauer am besten geeignet.

Steht die **Nachhaltigkeit** im Vordergrund und kommt es nicht primär auf Leistung, Grösse und Gewicht des Batteriespeichers an, so sollten **Salzwasser-Batteriespeicher für die Eigenverbrauchsoptimierung** in Erwägung gezogen werden.

Es wird empfohlen heute schon grössere leistungs- und energieoptimierte **Batteriespeicher einzuplanen** (Platzbedarf, Vorbereitung Elektroverteilung), sodass diese nach dem prognostizierten Preissturz zu einem **späteren Zeitpunkt zu wirtschaftlichen Konditionen nachgerüstet werden können**. Dazu sollte **im Betrieb geprüft** werden, ob ein **Bedarf für die Reduzierung von Lastspitzen** besteht.

### **H2:**

Grundsätzlich wird empfohlen, die Grösse einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte auf die zu erwartende H<sub>2</sub>-Jahresproduktion, die H<sub>2</sub>-Speichergrösse sowie die Jahreslaufleistung der Lastwagen abzustimmen. Aufgrund der empfohlenen primären Nutzung des auf dem Areal produzierten PV-Stroms in den Gebäuden **rechtfertigt** der sich ergebende vergleichsweise geringe **PV-Überschussstrom** entsprechend **nicht den Betrieb einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte mit mehreren Fahrzeugen**.

Die **Wasserstoffproduktion für den Betrieb einer H<sub>2</sub>-LKW-Flotte mit mehreren Lastwagen** müsste entsprechend **überwiegend aus Netzstrom gespeist** werden. Sofern, grösstenteils unabhängig von der PV-Arealproduktion, diese Idee dennoch weiterhin angestrebt wird, sollte für die **Infrastruktur (Herstellung, Speicherung und Betankung) genügend Platz auf dem Areal vorgesehen** werden. Um in diesem Fall die einwandfreie und sichere Funktion des Gesamtsystems – bestehend aus Elektrolyseur, Speicher, H<sub>2</sub>-Tankstelle und H<sub>2</sub>-betriebenen LKW – zu gewährleisten, wird empfohlen, auf einen **Systemintegrator** oder auf eine **Gesamtsystemlösung** zurückzugreifen. Ein möglicher Anbieter auf diesem Gebiet ist die H<sub>2</sub> Energy AG. Mit noch weniger Risiko behaftet ist eine **Miet-Lösung**, bei welcher lediglich die H<sub>2</sub>-betriebenen LKW gemietet und pro gefahrenen km abgerechnet werden. Ein möglicher Anbieter auf diesem Gebiet ist die Hyundai Hydrogen Mobility AG.

## 11.3 Offene Punkte und weiteres Vorgehen

### 11.3.1 Thermisch

In der nächsten Projektphase sollte die **etappierte Arealentwicklung** zeitnah und mit einer hohen Priorität ausgearbeitet werden. Dies betrifft einen etappten **Zentralen-**, sowie einen etappten **Leistungsnetzausbau**. In vergangenen Projekten hat sich gezeigt, dass, ausgehend vom angestrebten Endzustand, eine durchgehende Versorgung aller Verbraucher im Rahmen eines etappten Ausbaus des Energieversorgungssystems zwar oftmals ohne viele Provisorien möglich ist, jedoch eine intensive Abstimmung insbesondere mit den baulichen Massnahmen erfordert. Je früher die Planungen der unterschiedlichen Gewerke aufeinander abgestimmt werden, desto grösser ist die Möglichkeit Anpassungen in den individuellen Konzepten vorzunehmen und aufeinander reagieren zu können.

Aufgrund des geplanten Energieaustauschs zwischen dem Areal uptown Basel und dem angrenzenden Holzwärmeverbund gibt es eine Vielzahl an **Schnittstellen** zwischen den **Parteien (uptown Basel und Primeo Wärme AG)**, die definiert und ausgearbeitet werden müssen. Neben den **Preisverhandlungen** für den Energieaustausch müssen bspw. die **Verantwortlichkeiten** und die **Energieabnahmebedingungen** definiert und eine vertiefte **Regelungsstrategie** etc. ausgearbeitet werden.

Bevor jedoch eine Energiepreisverhandlung für den Energieaustausch zwischen Areal (uptown) und Holzwärmeverbund (Primeo Wärme AG) stattfindet, sollte ein Messkonzept ausgearbeitet werden. Es sollte sich dabei um **ein integrales Mess- und Abrechnungssystem für Wärme, Kälte und Strom** handeln. **Primeo Wärme AG** wird diesbezüglich einen Vorschlag für ein **Messkonzept für das gesamte Areal (inkl. Abrechnung der Verbraucher auf dem Areal) ausarbeiten**<sup>37</sup>.

Entsprechend der Empfehlung die **Holzheizzentrale** (Gebäude 4) als **Standort** für die **Rückkühler** anzustreben, muss die **Flächenverfügbarkeit** detailliert geprüft, sowie die **Zulässigkeit** im Rahmen des **Bauantrags** und die **Lärmschutzbedingungen** geklärt werden.

Es sollten der **Prozess der Konzessionserteilung** für eine **Grundwassernutzung** und die notwendigen Massnahmen zur Erhaltung der Option einer späteren Nutzung **mit den zuständigen Behörden und Ämtern abgestimmt** werden.

Für die Detailplanung der Energiekanäle sollte eine **Detailkoordination der Leitungen im Energiekanal** (Wärme / Kälte / Elektro / ICT / etc.) erfolgen.

Zur Sicherung des zeitnahen Bezugs des **Gebäudes 1 (Baufeld 1)** sollten die notwendigen Vorkehrungen getroffen werden. Dies betrifft neben der **Versetzung der PV-Anlage**, insbesondere die **temporäre provisorische Versorgung mit Wärme** bis zur Inbetriebnahme der direkten Versorgung ab der Holzheizzentrale.

Um einen Verzug innerhalb des Terminplans zu vermeiden sollte zudem zeitnah **das Vorprojekt** gestartet werden.

### 11.3.2 Elektrisch

Zur Optimierung der PV-Stromproduktion auf dem Areal sollte die **aktuelle Flächenbelegung überarbeitet bzw. optimiert** und die geeignetsten PV-Flächen mit den tiefsten Stromgestehungskosten ermittelt werden.

<sup>37</sup> Entscheid Projektsitzung 04, 8.4.2020



## 12 Anhang / Beilagen

### 12.1 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

#### Abbildungsverzeichnis

|                                                                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Projektperimeter .....                                                                                                               | 9  |
| Abbildung 2: Flächenentwicklung nach Nutzung (inkl. uptown 3, Stand Etappierung: Oktober 2019) .....                                              | 11 |
| Abbildung 3: Anteil der Nettogeschossflächen nach Nutzungen im Endausbau inkl. uptown 3.....                                                      | 11 |
| Abbildung 4: Leistungs- und Energiebedarf – Areal im Endausbau gemäss Kennwerte in Tabelle 2 und Tabelle 3 .....                                  | 14 |
| Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung Leistungsbedarf (Strom / Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2 (Stand Etappierung: Oktober 2019) ..... | 15 |
| Abbildung 6: Zeitliche Entwicklung Energiebedarf (Strom / Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2 (Stand Etappierung: Oktober 2019) .....   | 15 |
| Abbildung 7: Monatliche Verteilung Leistungsspitzenbedarf (Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2 .....                                    | 16 |
| Abbildung 8: Monatliche Verteilung Energiebedarf (Wärme / Kälte) gemäss Kennwerten in Tabelle 2 .....                                             | 16 |
| Abbildung 9: Geografische Verteilung Leistungsbedarf (Wärme / Kälte / Strom) ..                                                                   | 17 |
| Abbildung 10: Geografische Verteilung Energiebedarf (Wärme / Kälte / Strom) ..                                                                    | 17 |
| Abbildung 11: Auszug Erdwärmenutzung Projektperimeter.....                                                                                        | 19 |
| Abbildung 12: 3D-Arealmodell im Programm PV*SOL.....                                                                                              | 21 |
| Abbildung 13: PV-Belegung - Dach- und Fassadenanlagen – Gebäudeübersicht                                                                          | 22 |
| Abbildung 14: PV-Ertragsübersicht Gebäude .....                                                                                                   | 22 |
| Abbildung 15: Spezifische Erträge PV-Flächen .....                                                                                                | 23 |
| Abbildung 16: Netzeinspeisung Gebäude über das Jahr [kWh/Monat] .....                                                                             | 23 |
| Abbildung 17: Netzeinspeisung Gebäude am 21.03. [kWh/Stunde].....                                                                                 | 24 |
| Abbildung 18: Netzeinspeisung Gebäude am 20.06. [kWh/Stunde].....                                                                                 | 24 |
| Abbildung 19: Netzeinspeisung Gebäude am 21.09. [kWh/Stunde].....                                                                                 | 24 |
| Abbildung 20: Netzeinspeisung Gebäude am 17.12. [kWh/Stunde].....                                                                                 | 24 |
| Abbildung 21: PV-Produktion / Stromverbrauch, Werk-Sommertag (20.06.).....                                                                        | 25 |
| Abbildung 22: PV-Produktion / Stromverbrauch, Wochenend-Wintertag (16.12.)                                                                        | 25 |
| Abbildung 23: Jahresauswertung Produktion vs. Verbrauch .....                                                                                     | 26 |
| Abbildung 24: Funktionsweise 4-Leiter-Energieverteilkonzept .....                                                                                 | 29 |
| Abbildung 25: Temperaturniveaus Arealversorgung - Einbindung Sonderanforderungen .....                                                            | 32 |
| Abbildung 26: Energieflüsse – Winterbetrieb .....                                                                                                 | 33 |
| Abbildung 27: Energieflüsse – Übergangszeitbetrieb .....                                                                                          | 34 |
| Abbildung 28: Energieflüsse – Sommerbetrieb .....                                                                                                 | 34 |
| Abbildung 29: Energieflüsse - Jahresdauerlinie .....                                                                                              | 35 |
| Abbildung 30: PV-Gründach als Alternative zum reinen PV-Dach.....                                                                                 | 37 |
| Abbildung 31: Solarfalddach der ARA Chur.....                                                                                                     | 38 |
| Abbildung 32: Fassadenelemente mit Grätzel-Zellen.....                                                                                            | 39 |
| Abbildung 33: Einstrahlungsgesteuerte Storen .....                                                                                                | 39 |
| Abbildung 34: Solar angetriebene Store .....                                                                                                      | 40 |
| Abbildung 35: Store aus Solarelementen.....                                                                                                       | 40 |
| Abbildung 36: Schwenkbare Solarfassadenelemente .....                                                                                             | 40 |
| Abbildung 37: Batterievergleich .....                                                                                                             | 42 |
| Abbildung 38: Forschungsgebiete bei Batteriespeichern und Brennstoffzellen ....                                                                   | 43 |
| Abbildung 39: Eigenverbrauch vs. Autarkie .....                                                                                                   | 44 |
| Abbildung 40: Umweltbelastungspunkte .....                                                                                                        | 45 |
| Abbildung 41: Mobilität der Zukunft .....                                                                                                         | 48 |
| Abbildung 42: Hauptkomponenten der Wasserstoff-Anlage an der Empa .....                                                                           | 48 |
| Abbildung 43: Stand der Technik.....                                                                                                              | 49 |



## VORABZUG

|                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 44: Lebensdauer und Investitionskosten .....                                     | 49 |
| Abbildung 45: Prinzip der Wasserstoff-Tankstelle .....                                     | 50 |
| Abbildung 46: Energiezentralenlayout – Redundanzbetrachtung .....                          | 52 |
| Abbildung 47: Mögliches Layout Energiezentralen .....                                      | 53 |
| Abbildung 48: Leitungsführung - Layout Energiekanal .....                                  | 56 |
| Abbildung 49: Rückkühler - Dimensionierung - Parallelanordnung vs.<br>Längsanordnung ..... | 59 |
| Abbildung 50: Schnittstellen - Kostenschätzung .....                                       | 60 |
| Abbildung 51: Investitionskosten Arealversorgung (+/-25%, exkl. MwSt.) .....               | 61 |
| Abbildung 52: Energiegestehungskosten (Wärme + Kälte) (+/-25%; exkl. MwSt.)<br>.....       | 63 |
| Abbildung 53: Stromgestehungskosten PV (+/-25%; exkl. MwSt.).....                          | 64 |

## Tabellenverzeichnis

|                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 1: Zeitliche Arealentwicklung - Realisierungsdaten Gebäude .....                                     | 10 |
| Tabelle 2: Spezifische Energie- und Leistungsbedarfswerte nach Nutzungen<br>(Standard-Auslegungswerte).....  | 13 |
| Tabelle 3: Spezifische Energie- und Leistungsbedarfswerte nach Nutzungen<br>(Zielwert-Alternativwerte) ..... | 13 |
| Tabelle 4: Prioritäten von Energiequellen und -senken .....                                                  | 27 |
| Tabelle 5: Prognose thermische Leistungsbedarfe Gebäude 1 .....                                              | 36 |
| Tabelle 6: Energiezentralenlayout – Redundanzbetrachtung .....                                               | 52 |
| Tabelle 7: Kältemittelvergleich NH3 - HFO .....                                                              | 54 |
| Tabelle 8: Parameter Leitungsdimensionierung .....                                                           | 55 |
| Tabelle 9: Areal Speichervolumen - Empfehlung.....                                                           | 57 |
| Tabelle 10: Rückkühler - Dimensionen und Gewicht.....                                                        | 59 |
| Tabelle 11: Parameter Wirtschaftlichkeitsberechnung .....                                                    | 62 |
| Tabelle 12: Risikobetrachtung .....                                                                          | 65 |
| Tabelle 13: Vorliegende Grundlagendokumente .....                                                            | 73 |
| Tabelle 14: Beilagen .....                                                                                   | 73 |

## 12.2 Grundlagendokumente

**Tabelle 13: Vorliegende Grundlagendokumente**

| Dokument                                                       | Verfasser                          | Datum / Status |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------|----------------|
| Layout_Areal_Elektro                                           | Uptown Basel                       | 13.06.2019     |
| Layout_Areal_Wärme_Kälte                                       | Fankhauser Architektur             | 04.09.2019     |
| Prinzipschema_HK_Gebäude_1<br>(Heizungs- + Kälteschema)        | Amstein + Walthert AG              | 18.12.2019     |
| Grundrissplan_EG_UG_SC                                         | Fankhauser Architektur             | 07.02.2020     |
| Kubische_Berechnung_Gesamtareal                                | Fankhauser Architektur             | 16.10.2019     |
| Zusammenstellung_Gebäudedaten                                  | Fankhauser Architektur             | 16.10.2019     |
| Waldhauser_Konzept_Wärme-<br>_und_Kälteversorgung              | Waldhauser + Hermann               | 21.06.2018     |
| Berichtsauszug_Abklärung_Grund-<br>wassernutzungsmöglichkeiten | Sieber Cassina + Partner<br>AG     | 19.07.2018     |
| MEMO_Festlegung_Leuchtturmpro-<br>jekt                         | Walter Müller Energiebe-<br>ratung | 25.09.2019     |

## 12.3 Beilagen

Folgende Unterlagen werden abgegeben:

**Tabelle 14: Beilagen**

| Dokument                                                           | Verfasser             | Datum      |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------------|------------|
| K001_uptownBasel_Investitionskosten-<br>schaetzung                 | Amstein + Walthert AG | 15.04.2019 |
| K002_uptownBasel_Energiegestehungs-<br>preisschaetzung_Wärme_Kälte | Amstein + Walthert AG | 15.04.2019 |